



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. DE 2014

(**004**)

23 ENE. 2014

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas”

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO QUE:

Conforme a lo dispuesto por el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo y el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de Resolución de carácter general que pretenda adoptar.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 589 del 23 de enero de 2014 aprobó hacer público el proyecto de Resolución “Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas”.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. Hágase público el siguiente proyecto de Resolución “Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas”.

ARTÍCULO 2. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las autoridades competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la

Willy

200

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

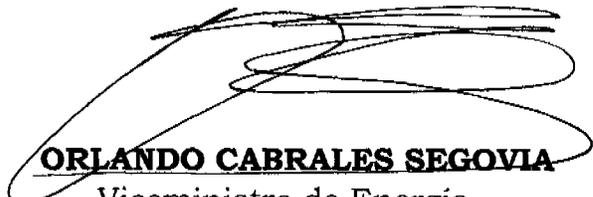
Superintendencia de Industria y Comercio, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta dentro de los tres (3) meses siguientes a su publicación en el *Diario Oficial* o en la página web de la entidad.

ARTÍCULO 3. Infórmese en la página web la identificación de la dependencia administrativa y de las personas a quienes se podrá solicitar información sobre el proyecto y hacer llegar las observaciones, reparos o sugerencias, y los demás aspectos previstos en el artículo 10 del Decreto 2696 de 2004.

ARTÍCULO 4. La presente Resolución no deroga disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá D.C., a los

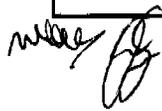


ORLANDO CABRALES SEGOVIA
Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y
Energía
Presidente



GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
11/03/2014 14:47:11
No. RADICACION 1-2014-000966
No. FOLIOS 82 ANEXOS
Para Respuesta o Adicionales Cite No. de Radicación



DRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En uso de sus facultades legales, en especial de las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO QUE:

La Resolución CREG 091 de 2007, que entró en vigencia el 24 de febrero de 2008, estableció las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en zonas no interconectadas.

De conformidad con lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, éstas continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.

El artículo 127 de la Ley 142 de 1994 dispone que antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del periodo siguiente.

El Decreto 2696 de 2004 establece los procedimientos a cumplir por parte de la comisión de regulación para la expedición de nuevas fórmulas tarifarias. En especial, el artículo 11.1 ordena que antes de los 12 meses de la fecha prevista para la terminación de la vigencia de las fórmulas tarifarias, la comisión deberá poner en conocimiento del público las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas para el período siguiente, debiendo contener dichas bases, como mínimo, la información indicada en el artículo 11.2 del decreto en cita.

En cumplimiento de lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases conceptuales generales, contenidas en la Resolución CREG 088 de 2012, con el objeto de establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas.

mae 

DRO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

El artículo 91 de la Ley 142 de 1994 ordena que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio.

El artículo 87 de la Ley 142 de 1994 establece que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

El artículo 6 de la Ley 143 de 1994 establece, entre otros aspectos, que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

De conformidad con el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica en las zonas no interconectadas podrán desarrollar en forma integrada las actividades de generación, distribución y comercialización.

La Ley 697 de 2001 establece que el Ministerio de Minas y Energía formulará los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas.

La Comisión de Regulación de Regulación de Energía y Gas consideró conveniente incluir en la Resolución CREG 091 de 2007 un incentivo a tecnologías que utilicen fuentes renovables de energía que se desarrollen en las zonas no interconectadas.

El artículo 65 de la Ley 1151 de 2007 dispuso, entre otros, que el Ministerio de Minas y Energía diseñará esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas. Para este propósito, podrá establecer áreas de servicio exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica.

El Decreto 4977 de 2007 en el artículo 4, estableció: "*Tratamiento de las pérdidas de energía en las zonas no interconectadas. La regulación creará los mecanismos para incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica para llegar a niveles eficientes en cada mercado de comercialización, para lo cual se establecerá una senda. La CREG le reconocerá al distribuidor el costo eficiente del plan de reducción de pérdidas, así como el costo de las pérdidas de energía ocasionadas durante la implementación de la senda*".

La Resolución CREG 056 de 2009, estableció en 14,69% en pesos constantes antes de impuestos como el costo de capital invertido para remunerar los activos de la actividad de generación y de distribución de energía eléctrica en las ZNI.

El artículo 114 de la Ley 1450 de 2011 estableció la posibilidad de continuar diseñando esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas. Para este propósito se podrán

mhu

PRO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

establecer áreas de servicio exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica.

De conformidad con lo establecido por el artículo 276 de la Ley 1450 de 2011, se mantiene la vigencia del artículo 64 de la Ley 812 de 2003, en el cual se establece: "las comisiones de regulación desarrollarán, en un término de seis meses a partir de la vigencia de esta ley, la regulación necesaria para incluir esquemas diferenciales de prestación del servicio en generación, distribución, comercialización, calidad, continuidad y atención del servicio en las zonas no interconectadas, territorios insulares, barrios subnormales, áreas rurales de menor desarrollo, y comunidades de difícil gestión. Se podrán desarrollar esquemas de medición y facturación comunitaria, utilizar proyecciones de consumos para facturación, esquemas de pagos anticipados de servicio, y periodos flexibles de facturación".

El artículo 105 de la Ley 1450 de 2011 estableció que el Gobierno Nacional diseñará e implementará una política nacional encargada de fomentar la investigación, el desarrollo y la innovación en las energías solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, undimotriz y demás alternativas ambientalmente sostenibles, así como una política nacional orientada a valorar el impacto del carbono en los diferentes sectores y a establecer estímulos y alternativas para reducir su huella en Colombia.

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. La presente resolución tiene como objeto establecer la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectadas, ZNI, del territorio nacional.

CAPÍTULO I

DEFINICIONES Y AMBITO DE APLICACION

Artículo 2. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

ACPM (diésel no. 2): aceite combustible para motores, corresponde al diésel no. 2, referenciado por las normas ASTM D 975 y NTC 1438.

Área de servicio exclusivo: es el área geográfica correspondiente a los municipios, cabeceras municipales y centros poblados sobre los cuales la autoridad competente otorga exclusividad en la prestación del servicio mediante contratos.

Handwritten signature

PRO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Biocombustible: es un combustible obtenido a partir de biomasa, que para efectos de la presente resolución: i) funciona en motores de combustión interna, sin que sea necesaria ninguna modificación en los mismos, o ii) a través de combustión externa provee energía a un proceso de producción de energía eléctrica.

Cargo máximo de distribución: es el cargo máximo unitario de distribución en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), aprobado por la comisión, aplicable a los sistemas de distribución de energía eléctrica en las ZNI.

Cargo de monitoreo: remuneración por la generación de información oportuna, validada y confiable de prestación del servicio de energía en las ZNI, a través de la disponibilidad de la infraestructura de telemetría y aplicando metodologías documentadas.

Cargo del plan de reducción de pérdidas no técnicas, CPRP: es el cargo, en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), que se traslada al cargo de distribución del servicio de energía eléctrica con el fin de reducir las pérdidas no técnicas en la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Centro poblado: es un área con características urbanas, conformado por 20 o más viviendas contiguas o adosadas entre sí (agrupa los caseríos, corregimientos municipales e inspecciones de policía).

CNM: Centro Nacional de Monitoreo.

Comercialización minorista en las ZNI: actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley.

Comercializador minorista en ZNI: persona natural o jurídica que desarrolla la actividad de comercialización minorista en las ZNI.

Conexiones de acceso al sistema de distribución (Conexión): activos de uso exclusivo, que no hacen parte del sistema de distribución, que permiten conectar un comercializador, un generador, o un usuario a un sistema de distribución. La conexión de un usuario se compone básicamente de los equipos que conforman el centro de medición y la acometida, activos que son propiedad de quien los hubiere pagado, si no fueren inmuebles por adhesión.

Consumos propios de energía en generación: son los consumos de energía de los equipos auxiliares y de iluminación, y las pérdidas del transformador elevador de la central de generación.

Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica (CU): es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado,

Manly

PRO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la presente resolución, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.

Diésel No. 2: es el ACPM definido en la presente resolución.

Diésel No. 6: también conocido como combustóleo No.6 o *fuel oil*, es un combustible elaborado a partir de productos residuales que se obtienen de los procesos de refinación del petróleo. Tiene un poder calorífico mínimo de 41.500 kJ/kg, medido de acuerdo con la norma ASTM D 4868.

Distribución de energía eléctrica: es el transporte de energía eléctrica a través de redes físicas, desde la barra de entrega de energía del generador al sistema de distribución, hasta la conexión de un usuario, de conformidad con la definición del numeral 14.25 de la Ley 142 de 1994.

Distribuidor de energía eléctrica: persona jurídica encargada de la administración, la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento de toda o parte de la capacidad de un sistema de distribución. Los activos utilizados pueden ser de su propiedad o de terceros.

Energía anual útil: energía anual entregada al sistema de distribución menos las pérdidas reconocidas en distribución.

Fecha base: es la fecha a la cual se refieren los cargos de generación, distribución y comercialización aprobados por la CREG para las ZNI. Para la presente resolución corresponderán al mes de diciembre de 2012.

Fórmula tarifaria general: conjunto de criterios y de métodos de tipo general en virtud de los cuales se determina el costo promedio por unidad a los comercializadores de energía eléctrica que atienden a usuarios regulados.

Gas licuado de petróleo (GLP): es una mezcla de hidrocarburos extraídos del procesamiento del gas natural o del petróleo, gaseosos en condiciones de presión y temperatura ambiente, que se licuan fácilmente por enfriamiento o compresión. El GLP está constituido principalmente por propano y butano.

Generación de energía eléctrica en ZNI: producción de energía eléctrica a partir de cualquier tipo de fuente.

Generador de energía eléctrica: persona natural o jurídica que se encarga de toda o parte de la capacidad de un sistema de generación para producir energía eléctrica empleando cualquier tipo de fuente.

Línea de interconexión: es la línea eléctrica de nivel de tensión 2 ó 3 que conecta dos o más centros poblados o países. Inicia en la central de generación o subestación y finaliza a la entrada del sistema de distribución del centro poblado o país de destino.

manu, AS

DAO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Línea urbana: es la línea eléctrica de nivel de tensión 1 ó 2 que conecta dos o más usuarios dentro de un centro poblado.

Mercado relevante de comercialización: conjunto de usuarios conectados a un mismo sistema de distribución local, o atendido sin red física por un distribuidor. También se entiende por mercado relevante de comercialización el conjunto de usuarios atendidos por un mismo distribuidor mediante los sistemas de distribución que éste opera o sin la utilización de redes físicas. Uno de estos sistemas de distribución puede estar conectado a un sistema de distribución operado por otro distribuidor.

Niveles de tensión: clasificación de los sistemas de distribución de las ZNI por niveles en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- Nivel de tensión 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30kV.
- Nivel de tensión 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1kV y menor de 30kV.
- Nivel de tensión 1: sistemas con tensión nominal menor a 1kV.

Operador de red: prestador del servicio de distribución de energía eléctrica que tiene a cargo la operación y mantenimiento del sistema de distribución y de la línea de interconexión (rural o internacional) en caso de existir ésta última.

Parque o central de generación: conjunto de unidades de generación con el que se atiende un mercado relevante de comercialización.

Pérdidas de energía en distribución: es la energía perdida en un sistema de distribución y reconocida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Pérdidas no técnicas de energía: energía que se pierde en un mercado de comercialización por motivos diferentes al transporte y transformación de la energía eléctrica.

Pérdidas técnicas de energía: energía que se pierde en los sistemas de distribución a causa del transporte y la transformación de la energía eléctrica.

Período de evaluación: cada uno de los dos semestres de un año. El primer período incluirá los meses previos al primer semestre completo de ejecución del plan de reducción de pérdidas no técnicas.

Plan de reducción de pérdidas no técnicas: conjunto de actividades que debe ejecutar un prestador del servicio para reducir el índice de pérdidas en su sistema. En adelante se denominará plan.

Senda de reducción de pérdidas: trayectoria del índice de pérdidas totales de energía que un prestador del servicio deberá seguir en un período determinado para lograr un índice de pérdidas de energía menor al inicial.

Manu / EF

DRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

Sistema de distribución: es el conjunto de redes físicas de uso público que transportan energía eléctrica desde la barra de un generador hasta el punto de derivación de las acometidas de los inmuebles, sin incluir su conexión y medición. No se incluyen los transformadores elevadores ni servicios auxiliares del generador.

Sistema de medición o de medida: conjunto de elementos destinados a la medición y/o registro de las transferencias de energía eléctrica, tensión y horas de suministro en el punto de medición.

SUI: Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Zonas no interconectadas (ZNI): para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por zonas no interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional, SIN.

Artículo 3. Ámbito de aplicación. Esta Resolución se aplica a todas las personas que, estando organizadas en alguna de las formas dispuestas por el Título I de la Ley 142 de 1994, desarrollan las actividades de generación, distribución y/o comercialización de energía eléctrica en zonas no interconectadas, exceptuando las áreas de servicio exclusivo. En éstas últimas áreas, la remuneración de la prestación del servicio se efectuará con los cargos determinados mediante los procesos competitivos y las fórmulas definidas en resolución aparte.

CAPÍTULO II

CARGOS REGULADOS PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACION

Artículo 4. Determinación de costos de generación referencia. Los costos de generación referencia se establecieron a partir de considerar los costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento de una empresa eficiente que presta el servicio de generación de energía eléctrica en las ZNI, teniendo en cuenta la cantidad de energía neta generada, la región de implementación, las horas de operación y las actividades realizadas, como se muestra a continuación.

$$G_a = \frac{I_a + AOM_a}{EG_a}$$

Donde:

G_a Costo de generación de energía eléctrica en el mercado relevante de comercialización, en \$/kWh.

manu/AS

DRO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

I_a Costo anualizado de la inversión en generación de energía eléctrica en el mercado relevante de comercialización, en \$ de la fecha base.

AOM_a Costo anualizado de la administración, operación y mantenimiento en generación de energía eléctrica en el mercado relevante de comercialización, en \$ de la fecha base.

EG_a Energía anual neta generada, en kWh.

Parágrafo 1. Las ZNI se han dividido en nueve regiones, como se indica en el Anexo 1.

Parágrafo 2. Los costos de generación referencia establecidos por la CREG con base en cálculos de costos medios, se aplicarán hasta la vigencia de la presente resolución o hasta el momento en que entren en vigencia los cargos máximos determinados por el concesionario asignado por la autoridad competente en un área de servicio exclusivo.

Parágrafo 3. De acuerdo con la Resolución 18 2138 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, las localidades en las ZNI se clasifican de la siguiente manera:

Tipo de localidad	No. de usuarios		Horas al día
4	0	50	4
3	51	150	5
2	151	300	8
1	> 300		24

Artículo 5. Remuneración de la componente de costos de inversión en generación, I. La componente de inversión de los costos de generación, expresada en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), incluye estudios, predios, infraestructura, costos de adquisición, transporte e instalación de equipos, permisos ambientales, interventorías, almacenamiento de combustible, cargo de monitoreo, ingeniería, imprevistos, y los demás necesarios para la puesta en operación de un parque de generación. El costo de inversión dependerá de la región de implementación, de la capacidad instalada y de las horas de prestación del servicio de cada unidad de generación, como se muestra a continuación:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Tabla 1. Remuneración del costo de inversión en generación

(Pesos de diciembre de 2012)

Inversión en generación, \$/kWh						
Potencia nominal, kW	Región 1					
	24 horas	18 horas	12 horas	8 horas	6 horas	4 horas
5	\$ 399,69	\$ 442,10	\$ 566,62	\$ 667,52	\$ 809,72	\$ 1.023,71
10	\$ 226,50	\$ 251,30	\$ 323,27	\$ 381,89	\$ 463,86	\$ 587,06
20	\$ 140,72	\$ 155,89	\$ 200,18	\$ 236,16	\$ 286,66	\$ 362,61
25	\$ 123,31	\$ 136,88	\$ 176,20	\$ 208,24	\$ 252,99	\$ 320,24
30	\$ 109,94	\$ 121,90	\$ 156,69	\$ 184,99	\$ 224,63	\$ 284,23
40	\$ 110,20	\$ 123,80	\$ 161,66	\$ 193,07	\$ 235,74	\$ 299,59
50	\$ 98,29	\$ 110,36	\$ 144,00	\$ 171,90	\$ 209,84	\$ 266,62
60	\$ 89,87	\$ 100,60	\$ 130,80	\$ 155,73	\$ 189,87	\$ 241,01
70	\$ 84,66	\$ 94,82	\$ 123,37	\$ 146,96	\$ 179,22	\$ 227,54
80	\$ 100,18	\$ 114,87	\$ 153,57	\$ 186,50	\$ 229,49	\$ 293,41
100	\$ 87,73	\$ 99,97	\$ 132,71	\$ 160,38	\$ 196,90	\$ 251,31
125	\$ 86,78	\$ 99,31	\$ 132,47	\$ 160,63	\$ 197,51	\$ 252,39
150	\$ 82,35	\$ 94,18	\$ 125,52	\$ 152,11	\$ 186,99	\$ 238,90
200	\$ 73,88	\$ 84,07	\$ 111,42	\$ 134,49	\$ 161,17	\$ 210,55
250	\$ 59,47	\$ 69,88	\$ 96,34	\$ 120,09	\$ 149,96	\$ 194,36
300	\$ 57,37	\$ 67,34	\$ 92,77	\$ 115,58	\$ 144,30	\$ 187,01
350	\$ 54,91	\$ 64,37	\$ 88,54	\$ 110,22	\$ 137,58	\$ 178,28
400	\$ 53,25	\$ 62,34	\$ 85,65	\$ 106,55	\$ 132,96	\$ 172,27
450	\$ 52,72	\$ 61,74	\$ 84,83	\$ 105,54	\$ 131,71	\$ 170,66
500	\$ 50,71	\$ 59,27	\$ 81,29	\$ 101,03	\$ 126,04	\$ 163,28
600	\$ 49,91	\$ 59,19	\$ 82,53	\$ 103,77	\$ 130,08	\$ 169,00
700	\$ 50,39	\$ 59,79	\$ 83,42	\$ 104,92	\$ 131,53	\$ 170,88
750	\$ 49,07	\$ 58,16	\$ 81,07	\$ 101,92	\$ 127,75	\$ 165,97
800	\$ 48,25	\$ 57,14	\$ 79,57	\$ 99,99	\$ 125,33	\$ 162,81
900	\$ 47,46	\$ 56,18	\$ 78,21	\$ 98,26	\$ 123,15	\$ 159,98
1.000	\$ 49,28	\$ 58,43	\$ 81,47	\$ 102,43	\$ 128,40	\$ 166,81
1.250	\$ 46,55	\$ 55,07	\$ 76,64	\$ 96,26	\$ 120,64	\$ 156,72
1.500	\$ 43,05	\$ 51,34	\$ 72,11	\$ 91,15	\$ 114,50	\$ 148,89
1.600	\$ 42,40	\$ 50,54	\$ 70,96	\$ 89,68	\$ 112,65	\$ 146,49
2.000	\$ 40,19	\$ 47,81	\$ 67,03	\$ 84,66	\$ 106,32	\$ 138,25
2.500	\$ 38,06	\$ 45,19	\$ 63,25	\$ 79,83	\$ 100,25	\$ 130,35

may/14

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Tabla 1. (Cont.) Remuneración del costo de inversión en generación
(Pesos de diciembre de 2012)

Inversión en generación, \$/kWh						
Región 2						
Potencia nominal, kW	24 horas	18 horas	12 horas	8 horas	6 horas	4 horas
5	380	\$ 420,82	\$ 539,35	\$ 635,39	\$ 770,75	\$ 974,44
10	217	\$ 240,55	\$ 309,44	\$ 365,55	\$ 444,01	\$ 561,94
20	135	\$ 149,36	\$ 191,79	\$ 226,25	\$ 274,64	\$ 347,41
25	119	\$ 131,60	\$ 169,40	\$ 200,20	\$ 243,22	\$ 307,88
30	106	\$ 117,41	\$ 150,92	\$ 178,17	\$ 216,35	\$ 273,75
40	107	\$ 120,65	\$ 157,54	\$ 188,16	\$ 229,74	\$ 291,96
50	96	\$ 107,97	\$ 140,88	\$ 168,18	\$ 205,30	\$ 260,85
60	89	\$ 99,09	\$ 128,84	\$ 153,40	\$ 187,02	\$ 237,39
70	84	\$ 93,63	\$ 121,82	\$ 145,12	\$ 176,97	\$ 224,68
80	100	\$ 114,61	\$ 153,22	\$ 186,08	\$ 228,97	\$ 292,75
100	88	\$ 99,89	\$ 132,61	\$ 160,26	\$ 196,76	\$ 251,13
125	87	\$ 99,70	\$ 132,99	\$ 161,26	\$ 198,29	\$ 253,39
150	83	\$ 94,62	\$ 126,11	\$ 152,83	\$ 187,88	\$ 240,03
200	74	\$ 84,59	\$ 112,11	\$ 135,33	\$ 162,17	\$ 211,86
250	60	\$ 70,55	\$ 97,27	\$ 121,25	\$ 151,40	\$ 196,23
300	58	\$ 68,15	\$ 93,88	\$ 116,97	\$ 146,03	\$ 189,26
350	56	\$ 65,17	\$ 89,64	\$ 111,59	\$ 139,29	\$ 180,50
400	54	\$ 63,24	\$ 86,88	\$ 108,08	\$ 134,87	\$ 174,75
450	53	\$ 62,62	\$ 86,04	\$ 107,05	\$ 133,59	\$ 173,10
500	51	\$ 60,15	\$ 82,50	\$ 102,53	\$ 127,91	\$ 165,71
600	51	\$ 60,18	\$ 83,92	\$ 105,52	\$ 132,28	\$ 171,85
700	51	\$ 60,93	\$ 85,01	\$ 106,91	\$ 134,03	\$ 174,13
750	50	\$ 59,28	\$ 82,63	\$ 103,88	\$ 130,21	\$ 169,16
800	49	\$ 57,84	\$ 80,56	\$ 101,23	\$ 126,87	\$ 164,82
900	48	\$ 56,90	\$ 79,22	\$ 99,53	\$ 124,74	\$ 162,04
1.000	50	\$ 59,38	\$ 82,79	\$ 104,09	\$ 130,48	\$ 169,51
1.250	47	\$ 56,01	\$ 77,94	\$ 97,90	\$ 122,70	\$ 159,39
1.500	44	\$ 52,25	\$ 73,39	\$ 92,78	\$ 116,54	\$ 151,55
1.600	43	\$ 51,45	\$ 72,24	\$ 91,30	\$ 114,68	\$ 149,13
2.000	41	\$ 48,70	\$ 68,28	\$ 86,24	\$ 108,31	\$ 140,84
2.500	39	\$ 46,03	\$ 64,42	\$ 81,31	\$ 102,11	\$ 132,77

maile

DRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Tabla 1. (Cont.) Remuneración del costo de inversión en generación
(Pesos de diciembre de 2012)

Inversión en generación, \$/kWh						
Región 3						
Potencia nominal, kW	24 horas	18 horas	12 horas	8 horas	6 horas	4 horas
5	\$ 377,84	\$ 417,94	\$ 535,66	\$ 631,04	\$ 765,46	\$ 967,76
10	\$ 215,49	\$ 239,09	\$ 307,57	\$ 363,33	\$ 441,32	\$ 558,54
20	\$ 134,02	\$ 148,47	\$ 190,65	\$ 224,91	\$ 273,01	\$ 345,34
25	\$ 117,91	\$ 130,88	\$ 168,47	\$ 199,11	\$ 241,90	\$ 306,20
30	\$ 105,34	\$ 116,80	\$ 150,13	\$ 177,25	\$ 215,23	\$ 272,33
40	\$ 103,11	\$ 115,84	\$ 151,27	\$ 180,66	\$ 220,59	\$ 280,33
50	\$ 92,40	\$ 103,75	\$ 135,38	\$ 161,61	\$ 197,28	\$ 250,66
60	\$ 84,15	\$ 94,19	\$ 122,47	\$ 145,82	\$ 177,78	\$ 225,66
70	\$ 79,61	\$ 89,17	\$ 116,02	\$ 138,21	\$ 168,54	\$ 213,98
80	\$ 95,07	\$ 109,01	\$ 145,73	\$ 176,98	\$ 217,78	\$ 278,45
100	\$ 83,34	\$ 94,97	\$ 126,08	\$ 152,36	\$ 187,06	\$ 238,75
125	\$ 82,66	\$ 94,59	\$ 126,17	\$ 152,99	\$ 188,12	\$ 240,40
150	\$ 78,73	\$ 90,04	\$ 120,00	\$ 145,43	\$ 178,77	\$ 228,40
200	\$ 70,84	\$ 80,61	\$ 106,83	\$ 128,96	\$ 154,54	\$ 201,89
250	\$ 56,93	\$ 66,90	\$ 92,24	\$ 114,97	\$ 143,57	\$ 186,08
300	\$ 54,89	\$ 64,43	\$ 88,76	\$ 110,58	\$ 138,06	\$ 178,92
350	\$ 52,62	\$ 61,69	\$ 84,86	\$ 105,64	\$ 131,85	\$ 170,86
400	\$ 50,96	\$ 59,66	\$ 81,97	\$ 101,97	\$ 127,25	\$ 164,87
450	\$ 50,56	\$ 59,21	\$ 81,36	\$ 101,22	\$ 126,32	\$ 163,67
500	\$ 48,64	\$ 56,85	\$ 77,97	\$ 96,90	\$ 120,89	\$ 156,61
600	\$ 47,85	\$ 56,74	\$ 79,13	\$ 99,49	\$ 124,71	\$ 162,02
700	\$ 48,22	\$ 57,22	\$ 79,83	\$ 100,40	\$ 125,87	\$ 163,53
750	\$ 46,96	\$ 55,66	\$ 77,59	\$ 97,54	\$ 122,26	\$ 158,84
800	\$ 46,26	\$ 54,79	\$ 76,30	\$ 95,88	\$ 120,17	\$ 156,11
900	\$ 45,55	\$ 53,92	\$ 75,07	\$ 94,32	\$ 118,21	\$ 153,56
1.000	\$ 47,15	\$ 55,90	\$ 77,95	\$ 98,00	\$ 122,85	\$ 159,60
1.250	\$ 44,57	\$ 52,74	\$ 73,39	\$ 92,18	\$ 115,53	\$ 150,07
1.500	\$ 41,24	\$ 49,18	\$ 69,08	\$ 87,32	\$ 109,69	\$ 142,64
1.600	\$ 40,63	\$ 48,42	\$ 67,99	\$ 85,93	\$ 107,94	\$ 140,36
2.000	\$ 38,53	\$ 45,84	\$ 64,26	\$ 81,17	\$ 101,94	\$ 132,55
2.500	\$ 36,54	\$ 43,39	\$ 60,73	\$ 76,65	\$ 96,25	\$ 125,15

manu 

D20

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Tabla 1. (Cont.) Remuneración del costo de inversión en generación
(Pesos de diciembre de 2012)

Inversión en generación, \$/kWh						
Región 4						
Potencia nominal, kW	24 horas	18 horas	12 horas	8 horas	6 horas	4 horas
5	\$ 348,84	\$ 385,86	\$ 494,55	\$ 582,61	\$ 706,72	\$ 893,49
10	\$ 200,39	\$ 222,33	\$ 286,01	\$ 337,87	\$ 410,39	\$ 519,39
20	\$ 122,17	\$ 135,35	\$ 173,80	\$ 205,04	\$ 248,88	\$ 314,83
25	\$ 108,19	\$ 120,10	\$ 154,59	\$ 182,70	\$ 221,96	\$ 280,97
30	\$ 96,94	\$ 107,48	\$ 138,15	\$ 163,11	\$ 198,06	\$ 250,61
40	\$ 94,18	\$ 105,81	\$ 138,17	\$ 165,02	\$ 201,49	\$ 256,05
50	\$ 85,11	\$ 95,57	\$ 124,71	\$ 148,87	\$ 181,72	\$ 230,90
60	\$ 77,54	\$ 86,80	\$ 112,86	\$ 134,37	\$ 163,82	\$ 207,95
70	\$ 73,87	\$ 82,74	\$ 107,65	\$ 128,24	\$ 156,38	\$ 198,54
80	\$ 89,82	\$ 102,98	\$ 137,68	\$ 167,20	\$ 205,74	\$ 263,05
100	\$ 78,92	\$ 89,93	\$ 119,38	\$ 144,28	\$ 177,13	\$ 226,08
125	\$ 78,76	\$ 90,13	\$ 120,23	\$ 145,78	\$ 179,26	\$ 229,07
150	\$ 75,37	\$ 86,19	\$ 114,88	\$ 139,22	\$ 171,14	\$ 218,65
200	\$ 68,10	\$ 77,50	\$ 102,71	\$ 123,98	\$ 148,57	\$ 194,09
250	\$ 54,78	\$ 64,36	\$ 88,74	\$ 110,62	\$ 138,13	\$ 179,03
300	\$ 52,86	\$ 62,06	\$ 85,49	\$ 106,50	\$ 132,97	\$ 172,33
350	\$ 50,79	\$ 59,54	\$ 81,90	\$ 101,96	\$ 127,26	\$ 164,91
400	\$ 49,18	\$ 57,58	\$ 79,10	\$ 98,41	\$ 122,80	\$ 159,11
450	\$ 48,90	\$ 57,27	\$ 78,69	\$ 97,90	\$ 122,18	\$ 158,31
500	\$ 47,06	\$ 55,01	\$ 75,44	\$ 93,76	\$ 116,97	\$ 151,54
600	\$ 46,35	\$ 54,96	\$ 76,64	\$ 96,36	\$ 120,80	\$ 156,93
700	\$ 46,69	\$ 55,40	\$ 77,29	\$ 97,21	\$ 121,87	\$ 158,33
750	\$ 45,47	\$ 53,90	\$ 75,14	\$ 94,45	\$ 118,40	\$ 153,82
800	\$ 44,66	\$ 52,89	\$ 73,66	\$ 92,56	\$ 116,01	\$ 150,70
900	\$ 44,04	\$ 52,13	\$ 72,58	\$ 91,19	\$ 114,29	\$ 148,47
1.000	\$ 45,53	\$ 53,99	\$ 75,28	\$ 94,65	\$ 118,64	\$ 154,13
1.250	\$ 43,12	\$ 51,02	\$ 70,99	\$ 89,17	\$ 111,75	\$ 145,17
1.500	\$ 39,93	\$ 47,62	\$ 66,89	\$ 84,55	\$ 106,21	\$ 138,11
1.600	\$ 39,35	\$ 46,90	\$ 65,86	\$ 83,23	\$ 104,55	\$ 135,95
2.000	\$ 37,37	\$ 44,45	\$ 62,32	\$ 78,71	\$ 98,86	\$ 128,54
2.500	\$ 35,49	\$ 42,14	\$ 58,98	\$ 74,45	\$ 93,49	\$ 121,56

mbu
AS

ORD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Tabla 1. (Cont.) Remuneración del costo de inversión en generación
(Pesos de diciembre de 2012)

Inversión en generación, \$/kWh						
Región 5						
Potencia nominal, kW	24 horas	18 horas	12 horas	8 horas	6 horas	4 horas
5	\$ 355,51	\$ 393,24	\$ 504,00	\$ 593,75	\$ 720,23	\$ 910,57
10	\$ 203,75	\$ 226,06	\$ 290,81	\$ 343,53	\$ 417,27	\$ 528,10
20	\$ 124,22	\$ 137,61	\$ 176,71	\$ 208,47	\$ 253,05	\$ 320,10
25	\$ 109,84	\$ 121,93	\$ 156,95	\$ 185,49	\$ 225,35	\$ 285,25
30	\$ 98,34	\$ 109,04	\$ 140,16	\$ 165,47	\$ 200,93	\$ 254,24
40	\$ 95,74	\$ 107,56	\$ 140,45	\$ 167,74	\$ 204,81	\$ 260,28
50	\$ 86,40	\$ 97,01	\$ 126,59	\$ 151,11	\$ 184,46	\$ 234,38
60	\$ 78,76	\$ 88,16	\$ 114,63	\$ 136,48	\$ 166,39	\$ 211,21
70	\$ 74,94	\$ 83,93	\$ 109,21	\$ 130,09	\$ 158,64	\$ 201,41
80	\$ 90,86	\$ 104,18	\$ 139,28	\$ 169,15	\$ 208,14	\$ 266,12
100	\$ 79,81	\$ 90,95	\$ 120,74	\$ 145,91	\$ 179,14	\$ 228,63
125	\$ 79,58	\$ 91,07	\$ 121,48	\$ 147,31	\$ 181,13	\$ 231,46
150	\$ 76,09	\$ 87,01	\$ 115,97	\$ 140,55	\$ 172,77	\$ 220,74
200	\$ 68,70	\$ 78,18	\$ 103,61	\$ 125,07	\$ 149,88	\$ 195,80
250	\$ 55,27	\$ 64,94	\$ 89,54	\$ 111,61	\$ 139,37	\$ 180,63
300	\$ 53,34	\$ 62,62	\$ 86,25	\$ 107,46	\$ 134,17	\$ 173,88
350	\$ 51,23	\$ 60,05	\$ 82,60	\$ 102,83	\$ 128,35	\$ 166,32
400	\$ 49,61	\$ 58,09	\$ 79,80	\$ 99,27	\$ 123,88	\$ 160,51
450	\$ 49,31	\$ 57,74	\$ 79,34	\$ 98,72	\$ 123,19	\$ 159,62
500	\$ 47,45	\$ 55,46	\$ 76,07	\$ 94,54	\$ 117,94	\$ 152,79
600	\$ 46,73	\$ 55,41	\$ 77,27	\$ 97,16	\$ 121,79	\$ 158,23
700	\$ 47,09	\$ 55,87	\$ 77,96	\$ 98,04	\$ 122,91	\$ 159,69
750	\$ 45,86	\$ 54,36	\$ 75,78	\$ 95,26	\$ 119,41	\$ 155,13
800	\$ 45,04	\$ 53,34	\$ 74,28	\$ 93,34	\$ 116,99	\$ 151,98
900	\$ 44,40	\$ 52,56	\$ 73,18	\$ 91,94	\$ 115,23	\$ 149,69
1.000	\$ 45,93	\$ 54,46	\$ 75,94	\$ 95,48	\$ 119,69	\$ 155,49
1.250	\$ 43,49	\$ 51,45	\$ 71,60	\$ 89,93	\$ 112,71	\$ 146,41
1.500	\$ 40,27	\$ 48,02	\$ 67,45	\$ 85,26	\$ 107,10	\$ 139,27
1.600	\$ 39,68	\$ 47,30	\$ 66,41	\$ 83,93	\$ 105,42	\$ 137,09
2.000	\$ 37,67	\$ 44,82	\$ 62,83	\$ 79,36	\$ 99,66	\$ 129,59
2.500	\$ 35,77	\$ 42,48	\$ 59,45	\$ 75,03	\$ 94,22	\$ 122,51

manu AS

DRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Tabla 1. (Cont.) Remuneración del costo de inversión en generación
(Pesos de diciembre de 2012)

Inversión en generación, \$/kWh						
Región 6						
Potencia nominal, kW	24 horas	18 horas	12 horas	8 horas	6 horas	4 horas
5	\$ 365,94	\$ 404,78	\$ 518,79	\$ 611,16	\$ 741,36	\$ 937,28
10	\$ 208,77	\$ 231,62	\$ 297,96	\$ 351,99	\$ 427,54	\$ 541,10
20	\$ 126,00	\$ 139,59	\$ 179,25	\$ 211,46	\$ 256,68	\$ 324,69
25	\$ 111,20	\$ 123,44	\$ 158,89	\$ 187,78	\$ 228,14	\$ 288,78
30	\$ 99,44	\$ 110,25	\$ 141,71	\$ 167,31	\$ 203,16	\$ 257,06
40	\$ 95,37	\$ 107,14	\$ 139,90	\$ 167,09	\$ 204,01	\$ 259,27
50	\$ 86,02	\$ 96,59	\$ 126,04	\$ 150,46	\$ 183,66	\$ 233,36
60	\$ 78,16	\$ 87,49	\$ 113,76	\$ 135,44	\$ 165,13	\$ 209,60
70	\$ 74,37	\$ 83,30	\$ 108,38	\$ 129,10	\$ 157,44	\$ 199,89
80	\$ 90,01	\$ 103,21	\$ 137,98	\$ 167,56	\$ 206,19	\$ 263,63
100	\$ 79,04	\$ 90,07	\$ 119,57	\$ 144,50	\$ 177,40	\$ 226,42
125	\$ 78,73	\$ 90,09	\$ 120,17	\$ 145,72	\$ 179,18	\$ 228,97
150	\$ 75,31	\$ 86,12	\$ 114,78	\$ 139,10	\$ 171,00	\$ 218,47
200	\$ 68,00	\$ 77,38	\$ 102,56	\$ 123,80	\$ 148,35	\$ 193,81
250	\$ 54,62	\$ 64,18	\$ 88,50	\$ 110,31	\$ 137,74	\$ 178,53
300	\$ 52,67	\$ 61,83	\$ 85,17	\$ 106,11	\$ 132,48	\$ 171,69
350	\$ 50,59	\$ 59,31	\$ 81,58	\$ 101,56	\$ 126,76	\$ 164,26
400	\$ 48,95	\$ 57,31	\$ 78,74	\$ 97,95	\$ 122,23	\$ 158,37
450	\$ 48,68	\$ 57,00	\$ 78,32	\$ 97,45	\$ 121,61	\$ 157,57
500	\$ 46,83	\$ 54,74	\$ 75,08	\$ 93,31	\$ 116,40	\$ 150,80
600	\$ 46,08	\$ 54,65	\$ 76,21	\$ 95,82	\$ 120,11	\$ 156,05
700	\$ 46,39	\$ 55,04	\$ 76,79	\$ 96,58	\$ 121,08	\$ 157,31
750	\$ 45,18	\$ 53,55	\$ 74,64	\$ 93,84	\$ 117,62	\$ 152,81
800	\$ 44,49	\$ 52,69	\$ 73,38	\$ 92,21	\$ 115,58	\$ 150,14
900	\$ 43,87	\$ 51,93	\$ 72,29	\$ 90,83	\$ 113,84	\$ 147,88
1.000	\$ 45,30	\$ 53,71	\$ 74,88	\$ 94,15	\$ 118,02	\$ 153,33
1.250	\$ 42,88	\$ 50,73	\$ 70,59	\$ 88,67	\$ 111,13	\$ 144,36
1.500	\$ 39,69	\$ 47,34	\$ 66,49	\$ 84,05	\$ 105,58	\$ 137,30
1.600	\$ 39,11	\$ 46,62	\$ 65,46	\$ 82,73	\$ 103,92	\$ 135,13
2.000	\$ 37,13	\$ 44,17	\$ 61,93	\$ 78,22	\$ 98,24	\$ 127,74
2.500	\$ 35,27	\$ 41,88	\$ 58,61	\$ 73,98	\$ 92,90	\$ 120,79

Handwritten signature

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Tabla 1. (Cont.) Remuneración del costo de inversión en generación
(Pesos de diciembre de 2012)

Inversión en generación, \$/kWh						
Región 7						
Potencia nominal, kW	24 horas	18 horas	12 horas	8 horas	6 horas	4 horas
5	\$ 348,84	\$ 385,86	\$ 494,55	\$ 582,61	\$ 706,72	\$ 893,49
10	\$ 200,39	\$ 222,33	\$ 286,01	\$ 337,87	\$ 410,39	\$ 519,39
20	\$ 122,17	\$ 135,35	\$ 173,80	\$ 205,04	\$ 248,88	\$ 314,83
25	\$ 108,19	\$ 120,10	\$ 154,59	\$ 182,70	\$ 221,96	\$ 280,97
30	\$ 96,94	\$ 107,48	\$ 138,15	\$ 163,11	\$ 198,06	\$ 250,61
40	\$ 94,18	\$ 105,81	\$ 138,17	\$ 165,02	\$ 201,49	\$ 256,05
50	\$ 85,11	\$ 95,57	\$ 124,71	\$ 148,87	\$ 181,72	\$ 230,90
60	\$ 77,54	\$ 86,80	\$ 112,86	\$ 134,37	\$ 163,82	\$ 207,95
70	\$ 73,87	\$ 82,74	\$ 107,65	\$ 128,24	\$ 156,38	\$ 198,54
80	\$ 89,82	\$ 102,98	\$ 137,68	\$ 167,20	\$ 205,74	\$ 263,05
100	\$ 78,92	\$ 89,93	\$ 119,38	\$ 144,28	\$ 177,13	\$ 226,08
125	\$ 78,76	\$ 90,13	\$ 120,23	\$ 145,78	\$ 179,26	\$ 229,07
150	\$ 75,37	\$ 86,19	\$ 114,88	\$ 139,22	\$ 171,14	\$ 218,65
200	\$ 68,10	\$ 77,50	\$ 102,71	\$ 123,98	\$ 148,57	\$ 194,09
250	\$ 54,78	\$ 64,36	\$ 88,74	\$ 110,62	\$ 138,13	\$ 179,03
300	\$ 52,86	\$ 62,06	\$ 85,49	\$ 106,50	\$ 132,97	\$ 172,33
350	\$ 50,79	\$ 59,54	\$ 81,90	\$ 101,96	\$ 127,26	\$ 164,91
400	\$ 49,18	\$ 57,58	\$ 79,10	\$ 98,41	\$ 122,80	\$ 159,11
450	\$ 48,90	\$ 57,27	\$ 78,69	\$ 97,90	\$ 122,18	\$ 158,31
500	\$ 47,06	\$ 55,01	\$ 75,44	\$ 93,76	\$ 116,97	\$ 151,54
600	\$ 46,35	\$ 54,96	\$ 76,64	\$ 96,36	\$ 120,80	\$ 156,93
700	\$ 46,69	\$ 55,40	\$ 77,29	\$ 97,21	\$ 121,87	\$ 158,33
750	\$ 45,47	\$ 53,90	\$ 75,14	\$ 94,45	\$ 118,40	\$ 153,82
800	\$ 44,66	\$ 52,89	\$ 73,66	\$ 92,56	\$ 116,01	\$ 150,70
900	\$ 44,04	\$ 52,13	\$ 72,58	\$ 91,19	\$ 114,29	\$ 148,47
1.000	\$ 45,53	\$ 53,99	\$ 75,28	\$ 94,65	\$ 118,64	\$ 154,13
1.250	\$ 43,12	\$ 51,02	\$ 70,99	\$ 89,17	\$ 111,75	\$ 145,17
1.500	\$ 39,93	\$ 47,62	\$ 66,89	\$ 84,55	\$ 106,21	\$ 138,11
1.600	\$ 39,35	\$ 46,90	\$ 65,86	\$ 83,23	\$ 104,55	\$ 135,95
2.000	\$ 37,37	\$ 44,45	\$ 62,32	\$ 78,71	\$ 98,86	\$ 128,54
2.500	\$ 35,49	\$ 42,14	\$ 58,98	\$ 74,45	\$ 93,49	\$ 121,56

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Parágrafo 1. Las regiones 8 y 9 propuestas en la presente Resolución, corresponden a áreas de servicio exclusivo.

Parágrafo 2. En aquellos casos en los cuales las capacidades de las unidades no correspondan a las definidas en la presente Resolución, los costos de inversión serán interpolados linealmente dentro del rango respectivo.

Parágrafo 3. En aquellos casos en los cuales las horas de prestación del servicio no correspondan a las definidas en la presente Resolución, los costos de inversión corresponderán a los establecidos para el número de horas inmediatamente inferior.

Parágrafo 4. En aquellos casos en los cuales no se reconozca respaldo para generación, es decir en los casos de la prestación del servicio en localidades tipo 3 y tipo 4 de acuerdo con la Resolución 18 2138 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, y se requiera alquilar grupos electrógenos para la generación de energía eléctrica en la localidad mientras se realiza el mantenimiento respectivo, se reconocerá el pago del canon de arrendamiento de los mismos a un valor equivalente a dos veces el cargo de inversión en generación, por un periodo de tiempo máximo de dos meses al año, previa presentación de los soportes correspondientes.

Parágrafo 5. Para todos los efectos, lo dispuesto en el presente artículo aplica a todas las tecnologías de generación.

Artículo 6. Remuneración de la componente de gastos de administración, operación y mantenimiento en generación, AOM. Los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) para la actividad de generación se determinarán como se indica a continuación.

6.1 Gastos de administración en generación, A

Los gastos eficientes de administración en generación a reconocer incluyen los gastos de personal administrativo y los gastos asociados a la administración. El gasto de administración dependerá de las actividades realizadas y de las horas de prestación de servicio, como se muestra a continuación:

Tabla 2. Remuneración de gastos de administración en generación

(Pesos de diciembre de 2012)

Administración en generación, \$/año				
Actividades y mercado de prestación de servicio	4 a 12 horas	14 a 18 horas	24 horas	
			< 500kW	>500 kW
G en cabecera municipal	\$110.297.100	\$10.297.100	\$110.297.100	\$195.955.500
G, D y C en cabecera municipal	\$ 55.148.550	\$55.148.550	\$ 62.222.550	\$145.710.750
G, D y C en cabecera municipal y localidades menores	\$ 55.148.550	\$55.148.550	\$ 62.222.550	\$145.710.750
G, D y C en localidades menores	\$ 24.790.500	\$25.990.500	\$ 0	\$ 0
D y C en cabecera municipal y G, D y C en localidades menores	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0

mull

DR

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Parágrafo. Los gastos de administración, dados en pesos anuales de la fecha base, deberán ser divididos por la energía anual neta generada, a cargo del prestador del servicio, con el fin de obtener su remuneración por unidad de energía.

6.2 Gastos de operación y mantenimiento en generación, OM

Los gastos eficientes en operación y mantenimiento a reconocer en generación, incluyen los gastos de personal operativo y de mantenimiento, el costo del combustible y lubricante, además de los costos financieros cuando correspondan, según el numeral 6.2.4.

6.2.1 Gastos de operación y mantenimiento en generación, OM (sin combustible)

La componente que remunera los gastos eficientes de operación y mantenimiento en generación, sin combustible, dependerá de las actividades realizadas y de las horas de prestación de servicio, como se muestra a continuación:

Tabla 3. Remuneración de gastos de operación y mantenimiento en generación (sin combustible)
(Pesos de diciembre de 2012)

Operación y mantenimiento en generación (sin combustible), \$/año				
Actividades y mercado de prestación de servicio	4 a 12 horas	14 a 18 horas	24 horas	
			< 500kW	>500 kW
G en cabecera municipal	\$ 16.977.600	\$ 33.955.200	\$ 45.273.600	\$ 96.206.400
G, D y C en cabecera municipal	\$ 16.977.600	\$ 33.955.200	\$ 45.273.600	\$ 96.206.400
G, D y C en cabecera municipal y localidades menores	\$ 43.575.840	\$ 77.531.040	\$ 117.145.440	\$ 122.804.640
G, D y C en localidades menores	\$ 8.488.800	\$ 42.444.000	\$ 42.444.000	\$ 0
D y C en cabecera municipal y G, D y C en localidades menores	\$ 16.977.600	\$ 33.955.200	\$ 45.273.600	\$ 96.206.400

Parágrafo. Los gastos de operación y mantenimiento (sin combustible), dados en pesos anuales de la fecha base, deberán ser divididos por la energía anual neta generada, a cargo del prestador del servicio, con el fin de obtener su remuneración por unidad de energía.

6.2.2 Costo de combustible, CC

El costo unitario por consumo de combustible está dado por:

$$CC_m = \frac{1}{E_{tm}} \sum_{i=1}^{i=n} CEC_i * E_{im} * PC_{im}$$

Donde:

Handwritten signature

Handwritten mark

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

CC_m Costo medio de combustible de todo el parque de generación del mercado relevante de comercialización para el mes m (\$/kWh).

Et_m Energía total bruta generada por las unidades del parque de generación en el mes m (kWh).

n Número de unidades del parque de generación.

CEC_i Consumo específico de combustible medido en bornes de generador para la unidad i , según los siguientes valores:

0,0974 gal/kWh (capacidad ≤ 100 kW)

0,0880 gal/kWh (capacidad entre 100 y ≤ 200 kW)

0,0825 gal/kWh (capacidad entre 200 y ≤ 1000 kW)

0,0801 gal/kWh (capacidad entre 1000 y ≤ 2000 kW)

0,0722 gal/kWh (capacidad > 2000 kW)

E_{im} Energía bruta generada por la unidad i del parque de generación en el mes m (kWh). Esta energía podrá ser verificada con la información del sistema de medición.

PC_{im} Precio del galón de combustible en el sitio para el generador i en el mes m (\$/gal), dado por la siguiente expresión:

$$PC_m = CA_{im} + T_{im}$$

Donde:

CA_{im} Precio promedio del combustible para el centro de abasto correspondiente al generador i en el mes m (\$/gal).

T_{im} Costo del transporte de combustible desde el centro de abasto correspondiente al generador i en el mes m (\$/gal).

6.2.2.1 Precio del combustible en centro de abasto, CA_{im} .

Para determinar el precio del combustible en centro de abasto, se tomarán los valores aprobados por resolución del Ministerio de Minas y Energía en el centro de abasto correspondiente a cada localidad. Para ello, deberá consultarse la matriz referencia de transporte publicada en la página web de la CREG.

6.2.2.2 Costo de transporte de combustible, T_{im} .

El costo de transporte de combustible, en \$/gal, se reconocerá por localidad, desde el centro de abasto correspondiente al generador hasta la central de generación. Para ello se utilizarán los valores consignados en la matriz referencia de transporte de combustible publicada en la página web de la CREG, los cuales serán actualizados anualmente con el índice de precios al consumidor total nacional publicado por la autoridad competente, hasta que sea establecido un índice de incremento de costos de transporte.

m...

ORO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

6.2.2.2.1. Actualización de matriz de costos de transporte de combustible y obligación de reporte de información de los prestadores del servicio.

Durante el primer trimestre de cada año los prestadores del servicio deberán reportar a la CREG y al Sistema Único de Información, SUI, sus costos promedio de transporte de combustible, en \$/gal.

El reporte de información a la CREG entrará en vigencia a partir del 1° de enero de 2015, y el reporte al SUI deberá hacerse una vez entre en vigencia el nuevo sistema de información para las ZNI que incluirá los campos correspondientes. Para todos los efectos, los prestadores del servicio deberán reportar la misma información a la CREG y al SUI.

La información allí reportada será tenida en cuenta para la actualización de la matriz de costos de transporte y para la aplicación de los incentivos que a continuación se relacionan:

- El reporte de información relacionada con el costo de transporte de combustible por parte del prestador del servicio se hará anualmente y deberá contar con los soportes correspondientes y estar certificada por la autoridad competente de la localidad o municipio donde se encuentre la central de generación.
- Si el prestador del servicio reporta al SUI el costo de transporte del combustible bajo los parámetros allí dispuestos, se le reconocerá el costo reportado y se tomará de referencia dicho valor para actualizar la matriz de transporte de la comisión.
- Si por el contrario, el prestador del servicio no reporta el costo de transporte de combustible durante el tiempo establecido, le será reconocido para el primer trimestre de ese año el valor de referencia de la matriz de transporte menos el 15% de dicho valor; para el segundo, tercer y cuarto trimestre se aplicará el valor del trimestre anterior menos el 15% del valor de referencia respectivamente.
- En caso de que por segundo año consecutivo el prestador del servicio no reporte información del costo de transporte, el valor a reconocer corresponderá al costo reconocido en el último trimestre actualizado con el IPC. La misma metodología se aplicará para los años subsiguientes en que no reporte.
- El primer trimestre de remuneración del costo de transporte del combustible reportado empezará a contarse a partir del primero (1°) de mayo de 2015.
- Para la actualización de la matriz, el valor referencia de los años subsiguientes será el valor reportado por el prestador del servicio para el

Manuel B

DRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

año anterior más IPC. En caso de no haberse reportado, el valor de referencia corresponderá al valor de referencia del año anterior actualizado con IPC.

- La CREG publicará mediante circular las actualizaciones que haga de la matriz de transporte.
- De presentarse diferencias en la información reportada ante la SSPD y la CREG, la SSPD revisará los soportes correspondientes y determinará cual es la información que debe utilizarse para actualizar la matriz de costos.
- Quien reportare información falsa al SUI o a la CREG relacionada con el costo del transporte del combustible estará sujeto a las sanciones que para tales efectos determine la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Ley.

Parágrafo 1. El prestador del servicio podrá solicitar a la comisión, con la justificación correspondiente, la revisión de los costos de transporte consignados en la matriz referencia, en aquellos casos en los cuales éstos sean inferiores a los costos reales eficientes.

Parágrafo 2. En aquellos casos en que las capitánías del puerto facturen costos de utilización del puerto y/o haya lugar a cobro de trasiego hasta la central de generación, estos costos serán adicionados al costo de transporte reportado anualmente a la CREG y a la SSPD, presentando los debidos soportes.

Parágrafo 3. En caso de tratarse de generación con fuentes renovables, se remunerará al prestador del servicio un equivalente al costo del combustible reconocido en el numeral 6.2.2. En este caso, el prestador del servicio no estará obligado a reportar información de costos de transporte para lo cual se le aplicará el valor definido en la matriz referencia de transporte.

Parágrafo 4. En caso de tratarse de generación con sistemas híbridos, el prestador del servicio podrá trasladar el costo de la energía total generada con el equivalente a generación con diésel no. 2.

6.2.3 Costo de lubricante, CL.

El costo unitario por consumo de lubricante está dado por:

$$CL_m = \frac{1}{E_{tm}} \sum_{i=1}^{i=n} CEL_i * PL_{im} * E_{im}$$

Donde:

CL_m Costo medio de lubricante de todo el parque de generación del mercado relevante para el mes m (\$/kWh).

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

E_{tm} Energía total bruta generada por las unidades del parque de generación en el mes m (kWh).

CEL_i Consumo específico de lubricante medido en bornes de generador para la unidad i , según se indica a continuación:

0,00050 gal/kWh para plantas de capacidad ≤ 2000 kW

0,00025 gal/kWh para plantas de capacidad > 2000 kW

E_{im} Energía bruta generada por la unidad i del parque de generación en el mes m (kWh).

PL_{im} Precio del galón de lubricante en el sitio para el generador i en el mes m (\$/gal). El costo del transporte por galón corresponderá al de transporte de combustible y el precio del lubricante se determinará con base en los precios promedio del mercado.

Parágrafo. En caso de tratarse de generación con fuentes renovables o sistemas híbridos, se remunerará al prestador del servicio un equivalente al costo del lubricante reconocido en el numeral 6.2.3. En este caso, el prestador del servicio no estará obligado a reportar información de costos de transporte para lo cual se le aplicará el valor definido en la matriz referencia de transporte.

6.2.4 Costos financieros.

El prestador del servicio tendrá derecho al reconocimiento de costos financieros por concepto de giro no oportuno de los subsidios que ocasione mora en el pago del combustible, los cuales estarán reflejados en la factura que entrega el mayorista autorizado para distribuir electrocombustible al prestador del servicio, salvo que el giro de los subsidios se haya realizado previo al vencimiento de la cartera pactada con el mayorista.

Parágrafo 1. El máximo valor aceptado por concepto de costos financieros será la tasa promedio de los créditos ordinarios para un plazo entre 31 y 365 días, publicadas por el Banco de la República para la última semana que se encuentre disponible para el mes anterior al mes de cálculo.

Parágrafo 2. Para todos los efectos, los costos financieros a que hace referencia este artículo se encuentran excluidos de la fórmula de cargo máximo de generación. El valor por tal concepto será reconocido individualmente.

Parágrafo 3. Para todos los efectos, lo dispuesto en el presente artículo aplica a todas las tecnologías de generación.

Artículo 7. Energía generada anual neta. La energía utilizada para determinar el cargo de generación es la energía anual neta entregada a los usuarios o a la red de distribución. Para ello, se toma la energía bruta generada y medida en bornes de generación y se le resta tanto la energía consumida en los equipos de la central de generación, como la energía perdida en el transformador elevador de tensión.

muller

DED

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

La energía neta se define como se muestra a continuación:

$$EG_{neta} = EG_{bruta} - CP - PT$$

$$EG_{bruta} = P \times D \times h \times FC$$

Donde:

EG_{neta}	Energía generada anual neta, kWh
EG_{bruta}	Energía generada anual bruta, kWh
CP	Consumos propios, kWh
PT	Pérdidas de transformación, kWh
P	Potencia, kW
D	Disponibilidad de planta, %
h	Número de horas de generación al año, h
FC	Factor de carga, %

7.1 Consumos propios y pérdidas de transformación. Para cada una de las diferentes tecnologías de generación se reconocerá, como consumo propio del parque de generación, los siguientes porcentajes sobre la energía bruta medida en bornes de generador:

Tabla 4. Consumos propios en centrales de generación

Tecnología	Consumos propios %
Parque de generación con diésel no. 2	3,4
Parque de generación con diésel no. 6	4,7
Parque de generación con GLP	3,5
Central de generación hidroeléctrica a pequeña escala	0,5
Sistemas de generación fotovoltaica	0,5
Sistemas de generación eólica	0,5
Sistemas de generación con biomasa	3,4

De conformidad con la norma ICONTEC NTC 819, las pérdidas de energía reconocidas en transformación serán las siguientes:

Tabla 5. Pérdidas de energía reconocidas en transformación

Capacidad (kVA)	150	225	300	400	500	630	750	800	1.000	1.250	1.600	2.000	2.500	3.000
Pérdidas (%)	1,79	1,73	1,64	1,57	1,53	1,49	1,46	1,45	1,43	1,39	1,33	1,30	1,27	1,26

mary

PRO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Parágrafo 1. En caso de que las capacidades de los transformadores no se encuentren en la tabla anterior, se asignarán las pérdidas correspondientes a las de la capacidad inmediatamente inferior.

Parágrafo 2. Para todos los efectos, lo dispuesto en el presente artículo aplica a todas las tecnologías de generación.

Artículo 8. Cálculo de los cargos máximos de generación. El prestador del servicio determinará los cargos máximos de generación por unidad de energía, como la suma de los costos de inversión, los gastos de administración, operación y mantenimiento y cargo de monitoreo teniendo en cuenta las pérdidas y consumos propios del parque de generación de la siguiente manera:

$$G_m = \frac{I_m + TM_m}{1 - PG_m} + A_m + OM_m$$

Donde:

- G_m Cargo máximo de generación correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh), para cada mercado relevante.
- I_m Costo de inversión promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).
- A_m Gasto de administración promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).
- OM_m Gasto de operación y mantenimiento promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).
- TM_m Cargo de monitoreo correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).
- PG_m Consumos propios y pérdidas de transformación de la conexión del generador al sistema de distribución (%).

Parágrafo. Para todos los efectos, lo dispuesto en el presente artículo aplica a todas las tecnologías de generación.

Artículo 9. Cálculo de los cargos máximos de generación del parque de generación con diferentes unidades. Si en un parque de generación existen dos o más unidades, el procedimiento para determinar los cargos de inversión será el siguiente:

$$I_m = \frac{1}{Et_m} \sum_{j=1}^{j=n} I_j * E_{jm}$$

Donde:

- I_m Costo de inversión promedio del conjunto de unidades del parque de generación en el mes m. (\$/kWh)

Handwritten signature

Handwritten mark

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

E_{tm} Energía neta total generada en el mes m por el parque de generación. (kWh)

n Número de unidades del parque de generación

I_j Costo de inversión referencia para la unidad j . (\$/kWh)

E_{jm} Energía neta generada en el mes m por la unidad j . (kWh)

Artículo 10. Cálculo de los cargos máximos de generación del parque de generación de propiedad múltiple. Si en un parque de generación existen dos o más propietarios, o cuando un generador utiliza activos de terceros para uso general, el procedimiento que se aplicará para la asignación de la remuneración de la inversión del respectivo propietario tendrá en cuenta las siguientes reglas generales:

$$\%G_{jm} = \frac{\sum_{i=1}^{i=k} I_{im} * E_{im}}{\sum_{i=1}^{i=n} I_{im} * E_{im}}$$

Donde:

$\%G_{jm}$ Proporción de la remuneración del parque de generación del propietario j en el mes m .

k Número de unidades del propietario j

I_{im} Componente de inversión referencia para la unidad i en el mes m . (\$/kWh)

E_{im} Energía generada por la unidad i en el mes m . (kWh)

n Número de unidades del parque de generación.

Las actividades de administración, operación y mantenimiento de dichos activos serán realizadas por el generador, y a éste le corresponderán los gastos de AOM referencia.

Parágrafo 1. Cuando sea necesario realizar la reposición de equipos de terceros que sean de uso general, la obligación de reposición corresponde en primer lugar al propietario del activo. Si éste no hace la reposición oportunamente, el generador que está utilizando dicho activo podrá realizarla. En este caso, el generador ajustará la remuneración al tercero de conformidad con el esquema regulatorio que esté vigente y con la reposición efectuada.

Parágrafo 2. La enajenación de las obras de infraestructura construidas por un suscriptor o usuario dentro de un parque de generación se realizará de común acuerdo entre las partes y en ningún caso será a título gratuito.

[Handwritten signature]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Artículo 11. Actualización de las componentes en generación. Para los efectos anteriores, las componentes de inversión, administración, operación, mantenimiento y monitoreo, se actualizarán de la siguiente manera:

$$I_m = I_o \times \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$$A_m = A_o \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

$$OM_m = O_o \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

$$TM_m = TM_o \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

- I_o Costo de inversión promedio ponderado por la energía generada en cada unidad del parque de generación, expresado en precios de la fecha base.
- A_o Gasto de administración promedio ponderado por la energía generada en cada unidad del parque de generación, expresado en precios de la fecha base.
- OM_o Gasto de operación y mantenimiento promedio ponderado por la energía generada en cada unidad del parque de generación, expresado en precios de la fecha base.
- IPP_{m-1} Índice de precios al productor total nacional reportado por la autoridad competente para el mes $m-1$.
- IPP_0 Índice de precios al productor total nacional reportado por la autoridad competente para la fecha base del cargo por generación.
- IPC_{m-1} Índice de precios al consumidor reportado por la autoridad competente para el mes $m-1$.
- IPC_0 Índice de precios al consumidor reportado por la autoridad competente para la fecha base del cargo por generación.
- TM_o Cargo de monitoreo, expresado en precios de la fecha base y establecido por la CREG en resolución posterior.

Parágrafo. En aquellos casos en los cuales el prestador del servicio considere que los cargos definidos en esta resolución no alcanzan a remunerar sus costos de inversión, gastos de administración, operación y mantenimiento y/o cargos de monitoreo para la prestación del servicio, podrá solicitar a la comisión con los soportes correspondientes, la revisión de los mismos, de conformidad con el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

020

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Artículo 12. Seguimiento a la calidad y continuidad del servicio de generación. Toda cabecera municipal o localidad menor con capacidad instalada total nominal en generación igual o superior a 80 kW, deberá contar con equipos instalados en el parque de generación que permitan realizar las siguientes funciones:

- a) Registro de la producción horaria de energía con acumuladores mensuales.
- b) Registro de los niveles de tensión y frecuencia.
- c) Envío satelital, telefónico o por cualquier otro medio de la información generada.

Parágrafo 1. La información producida por cada prestador del servicio será enviada al Ministerio de Minas y Energía y formará parte del Sistema Único de Información que administra la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y de la información del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos que administra el Ministerio de Minas y Energía para la definición de subsidios y contribuciones del sector eléctrico.

Parágrafo 2. Una vez se comience a reportar la información del Parágrafo 1, y a partir de la entrada en vigencia del cargo de monitoreo, se cobrará el componente TM_0 incluido en las fórmulas del cargo máximo de generación de la presente resolución.

Parágrafo 3. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar el cargo de monitoreo, cuando se haga aconsejable extender la cobertura de la misma.

Parágrafo 4. Para el sistema de medición de electricidad en zonas no interconectadas, se tendrá en cuenta lo previsto en las leyes 142 y 143 de 1994 y las demás normas aplicables vigentes.

Parágrafo 5. Los prestadores del servicio en las cabeceras municipales o localidades menores con capacidad instalada total nominal en generación igual o superior a 80 kW, contarán con un plazo de un (1) año para la instalación de los equipos de medición a distancia. En el caso de las áreas de servicio exclusivo, el plazo será de seis (6) meses. Adicionalmente, los equipos que se instalen deberán contar con parámetros de medición compatibles con el Centro Nacional de Monitoreo (CNM) o el que se encuentre vigente.

Parágrafo 6. Para todos los efectos, lo dispuesto en el presente artículo aplica a todas las tecnologías de generación.

Artículo 13. Compra de energía a sistemas eléctricos de otros países. Los costos de adquisición de energía eléctrica a otros países no podrán ser superiores a los cargos máximos regulados de generación que se establecen en la presente resolución.

WILL

220

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Parágrafo. Las compras de energía eléctrica que se realicen a otros países tendrán el tratamiento de *pass through* con un máximo igual al costo de la generación con diesel no. 2.

CAPÍTULO III

CARGOS REGULADOS PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 14. Determinación de costos de distribución referencia. Los costos de distribución referencia se establecieron a partir de considerar los costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento de una empresa eficiente que presta el servicio de distribución de energía eléctrica en las ZNI, teniendo en cuenta la cantidad de energía útil distribuida, la región de implementación, las horas de operación, las actividades realizadas y el nivel de tensión de la red, como se muestra a continuación.

$$D_{an} = \frac{I_{an} + AOM_{an}}{EU_{an}}$$

Donde:

D_{an} Costo de distribución de energía eléctrica en el mercado relevante de comercialización, por nivel de tensión, en \$/kWh.

n Nivel de tensión

I_{an} Costo anualizado de la inversión en distribución de energía eléctrica en el mercado relevante de comercialización, por nivel de tensión, en \$ de la fecha base.

AOM_{an} Costo anualizado de la administración, operación y mantenimiento en distribución de energía eléctrica en el mercado relevante de comercialización, por nivel de tensión, en \$ de la fecha base.

EU_{an} Energía anual útil distribuida, por nivel de tensión, en kWh.

Parágrafo 1. La CREG discriminó los costos a reconocer para la actividad de distribución por redes urbanas (nivel de tensión 1 ó 2) y por redes de interconexión (nivel de tensión 2 ó 3).

Parágrafo 2. Las ZNI se han dividido en nueve regiones, como se indica en el Anexo 1.

Parágrafo 3. Los costos de distribución referencia establecidos por la CREG con base en cálculos de costos medios, se aplicarán hasta la vigencia de la presente Resolución o hasta el momento en que entren en vigencia los cargos máximos determinados por el concesionario asignado por la autoridad competente en un área de servicio exclusivo.

Manuel

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Parágrafo 4. Los cargos por uso de los sistemas de distribución aprobados por la CREG se aplicarán de forma tal que los usuarios de las redes paguen un único cargo por el uso de cada sistema, independientemente del número de propietarios del mismo.

Artículo 15. Remuneración de la componente de costos de inversión en distribución, I. La componente de inversión de los costos de distribución, expresada en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), remunera la infraestructura necesaria para llevar la energía eléctrica desde el punto de salida del generador hasta el punto de entrega al usuario.

El costo de inversión dependerá del tipo de red, urbana o de interconexión (rural o internacional), del nivel de tensión, de la región de implementación y del tipo de localidad, como se muestra a continuación:

Tabla 6. Remuneración del costo de inversión en distribución
(Pesos de diciembre de 2012)

Inversión en distribución, \$/kWh Redes urbanas Nivel de tensión 1				
Región	Tipo de localidad			
	1	2	3	4
1	\$ 77,67	\$ 152,22	\$ 186,27	\$ 255,80
2	\$ 90,54	\$ 169,15	\$ 209,34	\$ 292,11
3	\$ 87,82	\$ 159,33	\$ 195,10	\$ 261,08
4	\$ 100,39	\$ 162,99	\$ 199,31	\$ 257,61
5	\$ 86,02	\$ 147,59	\$ 178,48	\$ 226,73
6	\$ 86,16	\$ 146,81	\$ 179,27	\$ 249,44
7	\$ 77,67	\$ 146,81	\$ 178,48	\$ 226,73

Tabla 6. (Cont.) Remuneración del costo de inversión en distribución
(Pesos de diciembre de 2012)

Inversión en distribución, \$/kWh Redes urbanas Nivel de tensión 2			
Región	Tipo de localidad		
	1	2	3
1	\$ 34,23	\$ 51,30	\$ 111,70
2	\$ 41,05	\$ 58,38	\$ 127,21
3	\$ 37,05	\$ 51,41	\$ 111,96
4	\$ 41,78	\$ 50,89	\$ 110,82
5	\$ 34,54	\$ 44,92	\$ 97,75
6	\$ 42,51	\$ 50,07	\$ 109,02
7	\$ 34,23	\$ 44,92	\$ 97,75

manu AS

JPO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Tabla 6. (Cont.) Remuneración del costo de inversión en distribución
(Pesos de diciembre de 2012)

Inversión en distribución, \$/kWh-km Redes de interconexión (rural) Nivel de tensión 2			
Conductor 2 sin cable de guarda	Conductor 1/0 sin cable de guarda	Conductor 2 con cable de guarda	Conductor 1/0 con cable de guarda
\$ 5,39	\$ 5,43	\$ 5,96	\$ 6,15

Tabla 6. (Cont.) Remuneración del costo de inversión en distribución
(Pesos de diciembre de 2012)

Inversión en distribución, \$/kWh-km Redes de interconexión (internacional) Nivel de tensión 3
\$ 0,73

Parágrafo 1. Las regiones 8 y 9 propuestas en la presente resolución, corresponden a áreas de servicio exclusivo.

Parágrafo 2. Los cargos por uso del sistema de distribución remunerarán al distribuidor la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el punto de salida del generador hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen los costos de conexión del sistema de distribución al generador, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo sistema de distribución ni los costos de los equipos auxiliares y transformadores elevadores que requiera el generador para conectarse al sistema de distribución.

Artículo 16. Remuneración de la componente de gastos de administración, operación y mantenimiento en distribución, AOM. Los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) para la actividad de distribución se determinarán como se indica a continuación.

16.1 Gastos de administración en distribución, A

Los gastos eficientes de administración en distribución a reconocer incluyen los gastos de personal administrativo y gastos asociados a la administración. El gasto de administración dependerá de las actividades realizadas y de las horas de prestación de servicio, como se muestra a continuación:

mbarb

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Tabla 7. Remuneración de gastos de administración en distribución
(Pesos de diciembre de 2012)

Administración en distribución, \$/año				
Actividades y mercado de prestación de servicio	4 a 12 horas	14 a 18 horas	24 horas	
			< 500kW	>500 kW
G en cabecera municipal	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
G, D y C en cabecera municipal	\$ 33.089.130	\$ 33.089.130	\$ 37.333.530	\$ 87.426.450
G, D y C en cabecera municipal y localidades menores	\$ 33.089.130	\$ 33.089.130	\$ 37.333.530	\$ 87.426.450
G, D y C en localidades menores	\$ 14.874.300	\$ 15.594.300	\$ 0	\$ 0
D y C en cabecera municipal y G, D y C en localidades menores	\$ 66.178.260	\$ 66.178.260	\$ 74.667.060	\$ 174.852.900

Parágrafo. Los gastos de administración, dados en pesos anuales de la fecha base, deberán ser divididos por la energía anual útil, a cargo del prestador del servicio, con el fin de obtener su remuneración por unidad de energía.

16.2 Gastos de operación y mantenimiento en distribución, OM

Los gastos eficientes en operación y mantenimiento a reconocer en distribución incluyen los gastos de personal, de transporte y de materiales e insumos necesarios para realizar la poda de la vegetación cercana a las redes y hacer las supervisiones preventivas del estado del sistema de distribución y las reparaciones para superar las fallas o daños presentados en las redes y equipos.

A su vez, dependerá de las actividades realizadas, del tipo de red, del nivel de tensión, de las horas de prestación del servicio, y de la demanda máxima atendida en las cabeceras municipales donde se desarrolla la actividad de distribución 24 horas al día, como se muestra a continuación:

Tabla 8. Remuneración de gastos de operación y mantenimiento en distribución
(Pesos de diciembre de 2012)

Operación y mantenimiento en distribución, \$/año				
Redes urbanas				
Actividades y mercado de prestación de servicio	4 a 12 horas		14 a 18 horas	
	n2	n1	n2	n1
G en cabecera municipal	\$0	\$0	\$0	\$0
G, D y C en cabecera municipal	\$5.885.568	\$12.506.832	\$12.450.240	\$26.456.760
G, D y C en cabecera municipal y localidades menores	\$ 7.959.099	\$ 16.913.085	\$14.523.771	\$30.863.013
G, D y C en localidades menores	\$ 1.856.218	\$ 3.944.462	\$1.856.218	\$ 3.944.462
D y C en cabecera municipal y G, D y C en localidades menores	\$ 5.885.568	\$ 12.506.832	\$12.450.240	\$26.456.760

miller AS

DPO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Tabla 8. (Cont). Remuneración de gastos de operación y mantenimiento en distribución
(Pesos de diciembre de 2012)

Operación y mantenimiento en distribución, \$/año				
Redes urbanas				
Actividades y mercado de prestación de servicio	< 500kW		> 500kW	
	n2	n1	n2	n1
G en cabecera municipal	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
G, D y C en cabecera municipal	\$ 17.883.072	\$ 38.001.528	\$ 70.626.816	\$ 150.081.984
G, D y C en cabecera municipal y localidades menores	\$ 19.956.603	\$ 42.407.781	\$ 72.700.347	\$ 154.488.237
G, D y C en localidades menores	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
D y C en cabecera municipal y G, D y C en localidades menores	\$ 17.883.072	\$ 38.001.528	\$ 70.626.816	\$ 150.081.984

Tabla 8. (Cont). Remuneración de gastos de operación y mantenimiento en distribución
(Pesos de diciembre de 2012)

Operación y mantenimiento en distribución, \$/año
Redes de interconexión (rural)
Nivel de tensión 2
\$ 46.688.400

Tabla 8. (Cont). Remuneración de gastos de operación y mantenimiento en distribución
(Pesos de diciembre de 2012)

Operación y mantenimiento en distribución, \$/año	
Redes de interconexión (internacional)	
Nivel de tensión 3	
Subestación, \$/año-km	Red, \$/año-km
\$ 42.838.080	\$ 2.270.240

Parágrafo 1. Los sistemas de distribución expuestos al efecto de contaminación salina, tendrán derecho a una remuneración adicional de 12,5% por concepto de operación y mantenimiento sobre el valor de la componente de OM expresados en la presente resolución. Para determinar qué sistemas de distribución están expuestos a contaminación salina, se adoptará la normatividad vigente para el sistema interconectado nacional.

Manuel, ff

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Parágrafo 2. Para aquellos comercializadores-distribuidores que no realizan la actividad de generación conjuntamente, se les reconocerá un margen operacional del 4.5% sobre los gastos de AOM de la actividad de distribución.

Parágrafo 3. Cuando existan redes de interconexión, la operación y el mantenimiento para garantizar el correcto funcionamiento de dicha línea estarán a cargo de un solo operador de red. Salvo que exista acuerdo entre los diferentes prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica que hacen uso de la línea de interconexión, el operador de red será quien entregue la energía al sistema para atender la demanda de los demás mercados y se encuentre al inicio de la línea de interconexión. En el caso en que haya inversión de los flujos de energía a través de la línea, se mantendrá el operador de red definido inicialmente. Una vez definido el operador de red de la línea de interconexión, éste recibirá la remuneración correspondiente a los gastos OM del componente de distribución, proveniente de todos los mercados que se encuentren interconectados a dicha línea.

Parágrafo 4. El prestador del servicio podrá solicitar a la comisión, con los soportes correspondientes, la definición de los costos de inversión y AOM en aquellos casos en que los cargos definidos en esta resolución no remuneren los costos en que incurre para prestar la actividad de distribución de energía eléctrica, como lo establece el artículo 126 de la Ley 142 de 1994. Para ello deberá presentar el inventario de redes adoptando las unidades constructivas de la Resolución CREG 097 de 2008 o de aquella que la modifique o sustituya. Adicionalmente, deberá presentar los gastos de AOM de la actividad de distribución registrados en sus estados financieros, debidamente certificados por el revisor fiscal o autoridad competente.

Parágrafo 5. Los gastos de operación y mantenimiento, dados en pesos anuales de la fecha base, deberán ser divididos por la energía anual útil, a cargo del prestador del servicio, con el fin de obtener su remuneración por unidad de energía.

Artículo 17. Energía anual útil. La energía utilizada para determinar los cargos de distribución eficientes es la energía anual útil. Para ello se toma la energía anual entregada al sistema de distribución por el generador y se le restan las pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas en distribución.

Artículo 18. Pérdidas en distribución. Se reconocerá un 10% de pérdidas técnicas y no técnicas para sistemas de distribución.

Parágrafo. Para la correcta asignación de pérdidas técnicas y no técnicas en distribución, se deberá contar con sistemas de medición en todos los puntos de entrada y salida de los sistemas de distribución. De lo contrario, el prestador del servicio no podrá acceder al plan de reducción de pérdidas.

Artículo 19. Plan de reducción de pérdidas. Con el objetivo de llevar las pérdidas en las actividades de distribución y comercialización a niveles del 10%

miller 

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

en los mercados de las zonas no interconectadas, la CREG reconocerá los planes de reducción de pérdidas que presenten los prestadores del servicio.

19.1 Criterios generales. La metodología para la aprobación de los planes de reducción de pérdidas tiene en cuenta los siguientes criterios:

- a) Se remunerarán los costos eficientes del plan, excluyendo la infraestructura utilizada en la prestación del servicio que es remunerada a través de los cargos por uso vigentes o la que se encuentre en servicio a la fecha de aprobación del plan. También se excluyen de esta remuneración las inversiones requeridas para mejorar la calidad del servicio e igualmente aquellos costos y gastos asociados con la recuperación de pérdidas que ya se encuentren remunerados.
- b) Los costos eficientes del plan están constituidos por las inversiones para reducir las pérdidas y por los costos y gastos aprobados al prestador del servicio.
- c) Las inversiones que correspondan a activos de uso y sean remuneradas en el plan, se incluirán en el costo anual del plan hasta que sean incluidos en los cargos que se aprueben con base en la metodología que reemplace la establecida en la presente resolución o finalice la vigencia del cobro de la variable CPRP.
- d) La remuneración de los planes de reducción de pérdidas será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica superiores a las pérdidas reconocidas del 10% a la fecha de entrada en vigencia de esta resolución y tendrá una duración de cinco años, con periodos de evaluación cada seis meses.
- e) La remuneración de los planes de reducción de pérdidas está sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas a cada prestador en resolución particular. El incumplimiento de las metas será causal de devolución al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución del Ingreso (FSSRI) y a los usuarios, de parte o de la totalidad de los recursos recibidos por este concepto, según lo establecido en esta resolución.
- f) El límite de pérdidas inicial a considerar en los planes de reducción será el demostrado por cada empresa sin que exceda el veinte por ciento (20%).
- g) La CREG podrá aprobar un valor inferior al solicitado por el prestador del servicio para la ejecución de su plan sin perjuicio de lo cual el prestador que acepte la ejecución del mismo, deberá cumplir con las metas de reducción de pérdidas para cada período de evaluación.
- h) El cargo del plan de reducción de pérdidas no podrá ser mayor del 5% del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica.

000

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

b) Cuando se verifique que la información de usuarios y consumos facturados cargada al SUI no corresponde con la realidad.

c) Cuando el sistema de medición de la generación no se encuentre en funcionamiento o se encuentre alterada.

19.4 Causales para la cancelación del plan. Las causales de cancelación del plan, sin que se requiera declaración de ninguna autoridad, son:

a) Incumplimiento de las metas del plan durante tres periodos de evaluación consecutivos.

b) Reincidencia en alguna de las causales de suspensión del plan.

c) Si al finalizar el periodo de evaluación siguiente al de la suspensión de la remuneración se encuentra que el prestador no cumple con la meta aprobada para ese periodo, se cancelará la ejecución del plan y el prestador debe devolver los ingresos recibidos.

d) Cuando hayan transcurrido seis (6) meses posteriores a la detección y notificación de inconsistencias en la información del SUI y el prestador no haya corregido la situación.

e) Cuando un prestador decida finalizar el plan.

f) Cuando la información de ventas de energía reportada al SUI utilizada para el seguimiento del plan sea modificada en el SUI con posterioridad a la fecha del cálculo del índice respectivo, y con la nueva información el prestador no cumpla con la senda aprobada para el respectivo periodo de evaluación.

19.5 Cancelación de la ejecución del plan por petición del prestador. El prestador podrá solicitar la cancelación del plan en cualquier momento sujeto a las siguientes condiciones:

a) Si el prestador cumplió la meta aprobada para el periodo de evaluación anterior al de la fecha de solicitud de cancelación del plan, no debe devolver ingresos por concepto del plan.

b) Si el prestador incumplió la meta aprobada para el periodo de evaluación anterior al de la fecha de solicitud de cancelación del plan, debe devolver los ingresos recibidos durante el periodo de incumplimiento

c) Si el prestador se encuentra en causal de suspensión del plan debe devolver los ingresos recibidos durante los periodos de incumplimiento.

Cuando el prestador solicite la cancelación de la ejecución del plan se suspenderá inmediatamente el cargo CPRP de la fórmula tarifaria.

mbu/AB

00

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

19.6 Devolución de ingresos por parte del prestador. Cuando se presente incumplimiento en la ejecución del plan por parte de un prestador, o en caso de que un prestador decida finalizar unilateralmente la ejecución del plan y deba devolver recursos, el prestador deberá retornar los ingresos recibidos por este concepto a los usuarios del mercado de comercialización, durante los seis (6) meses posteriores a la cancelación del plan, a través de un valor negativo de la variable CPRP y al FSSRI a través de los subsidios distribuidos.

Artículo 20. Cálculo de los cargos máximos de distribución. El prestador del servicio determinará los cargos máximos de distribución por unidad de energía, como la suma de los costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento de la siguiente manera:

$$D_m = I_m + A_m + OM_m + CPRP_m$$

Donde:

D_m Cargo máximo de distribución correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh), para cada sistema de distribución.

I_m Costo de inversión promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).

A_m Gasto de administración promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).

OM_m Gasto de operación y mantenimiento promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).

$CPRP_m$ Cargo del plan de reducción de pérdidas no técnicas. Este cargo será cero a menos que sea aprobado un plan de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica al prestador del servicio.

Artículo 21. Cálculo de los cargos máximos de distribución de propiedad múltiple. Si en un sistema de distribución existen dos o más propietarios, o cuando un distribuidor utiliza activos de terceros para uso general, el procedimiento que se aplicará para la asignación de la remuneración de los costos de inversión y de los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) del respectivo sistema, tendrá en cuenta las siguientes reglas generales:

a) La asignación de los ingresos que remuneran la inversión se efectuará con el porcentaje de participación de cada propietario en la inversión, el cual será definido entre ellos, entre otros criterios, con base en la longitud de red y/o de la capacidad de transformación de cada uno.

b) La operación y el mantenimiento de dichos activos serán realizados por el operador de red definido y a éste le corresponderá el cargo OM de la actividad de distribución, establecido por la CREG.

mdu *AF*

DRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Parágrafo 1. Cuando sea necesario realizar la reposición de redes de terceros que sean de uso general, la obligación de reposición corresponde en primer lugar al propietario del activo. Si éste no hace la reposición oportunamente, el distribuidor que está utilizando dicho activo podrá realizarla. En este caso, el distribuidor ajustará la remuneración al tercero de conformidad con el esquema regulatorio que esté vigente y con la reposición efectuada.

Parágrafo 2. La enajenación de las obras de infraestructura construidas por un suscriptor o usuario dentro de un sistema de distribución, se determinará de común acuerdo entre las partes y en ningún caso será a título gratuito.

Artículo 22. Actualización de las componentes en distribución. Para los efectos anteriores, las componentes de inversión, administración, operación, y mantenimiento se actualizarán de la siguiente manera:

$$I_{mn} = I_{on} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$$A_{mn} = A_{on} * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

$$OM_{mn} = OM_{on} * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

I_{on} Costo de inversión promedio ponderado por nivel de tensión determinado según lo dispuesto en el Artículo 15 expresado en precios de la fecha base.

A_{on} Gasto de administración promedio ponderado por nivel de tensión determinado según lo dispuesto en el Artículo 16 expresado en precios de la fecha base.

OM_{on} Gasto de operación y mantenimiento promedio ponderado por nivel de tensión determinado según lo dispuesto en el Artículo 16, expresado en precios de la fecha base.

IPP_{m-1} Índice de precios al productor total nacional reportado por la autoridad competente para el mes $m-1$.

IPP_0 Índice de precios al productor total nacional reportado por la autoridad competente para la fecha base del cargo por distribución.

IPC_{m-1} Índice de precios al consumidor reportado por la autoridad competente para el mes $m-1$.

IPC_0 Índice de precios al consumidor reportado por la autoridad competente para la fecha base del cargo por distribución.

rubén

DRO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Parágrafo 2. Los costos de comercialización referencia establecidos por la CREG con base en cálculos de costos medios, se aplicarán hasta la vigencia de la presente resolución o hasta el momento en que entren en vigencia los cargos máximos determinados por el concesionario asignado por la autoridad competente en un área de servicio exclusivo.

Artículo 25. Remuneración de la componente de gastos de administración y operación en comercialización, AO. La componente de administración y operación de los gastos de comercialización, expresada en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), remunera los gastos de personal administrativo, los gastos asociados a la administración, los gastos de personal operativo y demás gastos asociados a la operación que involucra el servicio de atención a clientes, facturación, recaudo y gestión de control de pérdidas no técnicas. A su vez, dependerá de las actividades realizadas, de las horas de prestación del servicio y de la demanda máxima atendida en las cabeceras municipales donde se desarrolla la actividad de distribución 24 horas al día, como se muestra a continuación:

Tabla 9. Remuneración de gastos de administración y operación en comercialización
(Pesos de diciembre de 2012)

Administración y operación en comercialización, \$/año				
Actividades y mercado de prestación de servicio	4 a 12 horas	14 a 18 horas	24 horas	
			< 500kW	>500 kW
G en cabecera municipal	\$ 5.659.200	\$ 5.659.200	\$ 11.318.400	\$ 67.910.400
G, D y C en cabecera municipal	\$ 27.718.620	\$ 27.718.620	\$ 36.207.420	\$ 126.194.700
G, D y C en cabecera municipal y localidades menores	\$ 31.566.876	\$ 31.566.876	\$ 40.055.676	\$ 130.042.956
G, D y C en localidades menores	\$ 13.311.720	\$ 13.791.720	\$ 3.395.520	\$ 0
D y C en cabecera municipal y G, D y C en localidades menores	\$ 49.778.040	\$ 49.778.040	\$ 61.096.440	\$ 184.479.000

Parágrafo. Los gastos de administración y operación, dados en pesos anuales de la fecha base, deberán ser divididos por la energía anual útil, a cargo del prestador del servicio, con el fin de obtener su remuneración por unidad de energía.

Artículo 26. Energía anual útil. La energía utilizada para determinar los cargos de comercialización eficientes es la energía anual útil. Para ello se toma la energía anual entregada al sistema de distribución por el generador y se le restan las pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas en distribución.

Manu

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Parágrafo 1. Cuando se utilicen esquemas diferenciales de prestación del servicio, se reconocerán los mismos cargos de comercialización de la Tabla 9, de tal manera que se compensen las inversiones en que incurra el prestador, con la disminución de los gastos de administración y operación.

Parágrafo 2. Cuando el comercializador con recursos propios instale medidores a los usuarios en los mercados en que no exista medición individual de los consumos, adicionará un cargo mensual de \$3.800 a estos usuarios durante un periodo de cinco años.

Artículo 27. Aforos de carga. Para efectos de realizar aforos de carga a usuarios que aún no dispongan de medidor individual, se podrán utilizar los valores de potencia instalada por electrodoméstico de la Tabla 10 hasta que se instalen los correspondientes medidores de energía. La energía correspondiente se determinará teniendo en cuenta los factores de utilización respectivos, los cuales varían con las horas de prestación del servicio:

Tabla 10. Guía para efectuar aforos de carga

Aparato	Potencia (Vatios)
Iluminación	
Bombillo	20-100
Conservación y preparación de alimentos	
Nevera	250
Licuadaora	200
Estufa	1.200 (por cada parrilla)
Comodidades	
Televisor	100
Equipo de sonido	100
Grabadora	50
VHS o DVD	50
Ventilador	160
Plancha	1.200

Parágrafo. En aquellos casos donde no exista medición individual, la energía entregada al sistema de distribución menos las pérdidas reconocidas será prorrateada entre los usuarios con base en los aforos individuales de carga. En los casos en que existan algunos usuarios con medición individual, a la energía entregada al sistema de distribución menos las pérdidas reconocidas se le restará el consumo de estos usuarios, y la energía resultante será prorrateada entre los usuarios sin medición con base en los aforos individuales de carga.

Artículo 28. Cálculo de los cargos máximos de comercialización. El prestador del servicio determinará los cargos máximos de comercialización por unidad de energía, como la suma de los gastos de administración y operación de la siguiente manera:

$$C_m = AO_m$$

mdu 

ERO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

Donde,

C_m Cargo máximo de comercialización correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh), para cada mercado relevante.

AO_m Gasto de administración y operación promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).

Artículo 29. Actualización de las componentes en comercialización. Para los efectos anteriores, el cargo máximo de comercialización se actualizará de la siguiente manera:

$$C_m = C_0 * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

C_m Cargo máximo de comercialización correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh), para cada mercado relevante.

C_0 Cargo máximo de comercialización establecido en el Artículo 28 de la presente resolución (\$/kWh), a precios de la fecha base.

IPC_{m-1} Índice de precios al consumidor reportado por la autoridad competente para el mes $(m-1)$.

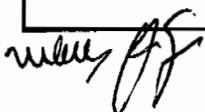
IPC_0 Índice de precios al consumidor reportado por la autoridad competente para la fecha base del cargo de comercialización C_0 .

Artículo 30. Seguimiento a la calidad y continuidad del servicio de comercialización. Con el propósito de garantizar condiciones mínimas de calidad del servicio a los usuarios, el prestador del servicio deberá cumplir con las siguientes disposiciones:

- Contar con oficinas o puestos móviles de atención de peticiones, quejas y recursos, los cuales estarán sujetos a las condiciones y términos definidos en la Ley 142 de 1994.

Adicionalmente, en las cabeceras y localidades menores con 24 horas de servicio, lo siguiente:

- Siempre que haya capacidad técnica en las redes existentes y la disponibilidad en generación, el plazo máximo para la conexión de nuevos usuarios es de 30 días, a menos que se requieran estudios especiales para autorizar la conexión, en cuyo caso se dispondrá de tres (3) meses para realizar la conexión.
- La suspensión o corte del servicio por falta de pago o por anomalías en las instalaciones del usuario deberá hacerse con la observancia del



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

debido proceso y de lo establecido en la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique o sustituya o complemente.

- El prestador del servicio de distribución-comercialización deberá minimizar el número de reclamos por facturación, el cual deberá ser máximo del 1% de las facturas emitidas.
- El tiempo máximo para el restablecimiento del servicio después de que el usuario haya efectuado el pago o eliminado la causa que dio origen a la suspensión, es de 24 horas siguientes.
- El plazo mínimo para el pago de las facturas, contados desde la fecha de entrega real de la factura, será de cinco (5) días hábiles.
- Duración de interrupciones. Para determinar el máximo nivel de interrupciones, se excluyen las siguientes causales:
 - a) Interrupciones de duración inferior a un (1) minuto
 - b) Interrupciones por razones de seguridad ciudadana o solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.
 - c) Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de condiciones uniformes de servicios públicos.
 - d) Indisponibilidades del sistema de distribución o del sistema de generación originadas en eventos de fuerza mayor.
- La meta de cumplimiento del indicador de duración de interrupciones anuales por circuito será de treinta y nueve (39) horas, repartidos en nueve coma setenta y cinco (9,75) horas por trimestre.
- La frecuencia máxima de las interrupciones por año y por circuito será de cincuenta y ocho (58), repartidas en catorce (14) interrupciones por trimestre por circuito.

Artículo 31. Compensaciones por deficiencias en la calidad del servicio.

Las compensaciones por deficiencias en la calidad del servicio técnico serán compensadas con la metodología vigente para usuarios del SIN. Para las localidades con servicio menor a 12 horas diarias, las compensaciones deberán realizarse con horas de servicio equivalentes al tiempo de interrupción.

man 

ORO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

CAPITULO V

FÓRMULA TARIFARIA PARA EL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS.

Artículo 32. Fórmula tarifaria general para usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en zonas no interconectadas. La fórmula tarifaria general para los usuarios regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI, tendrá los siguientes componentes de cargos:

$$CU_{nm} = \frac{G_m}{1 - p_D} + D_{m,n} + C_m$$

Donde:

$CU_{n,m}$ Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , \$/kWh.

m Mes de prestación del servicio

n Nivel de tensión

G_m Cargo de generación en el mes de prestación de servicio m , \$/kWh.

$1 - p_D$ Fracción (o porcentaje expresado como fracción) de pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas en distribución. Las pérdidas eficientes reconocidas serán del 10% para el sistema de distribución a menos que el prestador del servicio tenga un plan aprobado de pérdidas.

$D_{m,n}$ Cargo de distribución en el mes de prestación de servicio m , en el nivel de tensión n , \$/kWh.

C_m Cargo máximo de comercialización del mes m , \$/kWh.

Parágrafo. En aquellos municipios donde se aplique y facture el impuesto de industria y comercio, éste será reconocido sobre el costo unitario de prestación del servicio.

CAPITULO VI DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 33. Publicidad. Mensualmente y antes de su aplicación, el comercializador hará públicas las tarifas que facturará a los usuarios en forma simple y comprensible, a través de las facturas del servicio público y de un medio de comunicación de amplia divulgación en los municipios donde preste el servicio. Dicha publicación incluirá los valores de cada componente del costo de prestación del servicio. Los nuevos valores deberán ser comunicados por el

[Handwritten signature]

DPO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

comercializador a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Artículo 34. Autorización para fijar tarifas. Dentro del régimen de libertad regulada, previsto en la Ley 142 de 1994, los prestadores del servicio de energía eléctrica a los que se refiere la presente resolución podrán aplicar la fórmula tarifaria general en el mercado relevante correspondiente, a partir del mes siguiente a la publicación tarifaria de que trata el Artículo 33 de la presente resolución.

Artículo 35. Periodo de transición cuando se realice interconexión al SIN. El prestador del servicio de energía eléctrica en una zona no interconectada, cuyo sistema de distribución se integre físicamente al sistema interconectado nacional, tendrá dos opciones para la prestación del servicio:

1) Entrar a formar parte del sistema de distribución del operador de red (OR) al que se conectó, en cuyo caso sus redes se consideran una prolongación de la red de dicho OR y por lo tanto aplicará en su mercado los cargos de distribución y el costo base de comercialización aprobados para ese mercado.

2) Conformar un mercado de comercialización independiente en cuyo caso el prestador del servicio tendrá un plazo de seis (6) meses, contados a partir de la interconexión, para presentar ante la CREG lo siguiente:

- La solicitud de aprobación del costo base de comercialización, según lo previsto en la regulación vigente para el SIN.
- La solicitud de cargos de distribución de acuerdo con la metodología establecida en la regulación vigente para el SIN.
- Adicionalmente, deberá adelantar los trámites correspondientes para registrar las fronteras comerciales y los contratos de compra de energía ante las entidades competentes, de conformidad con las normas vigentes.

Parágrafo. Hasta tanto la CREG apruebe los anteriores cargos, el prestador del servicio aplicará la fórmula tarifaria general del sistema interconectado nacional, con las siguientes precisiones:

i) El componente que remunera la actividad de generación se sustituirá por los costos de compra de energía en el sistema interconectado nacional.

ii) Los costos de transmisión corresponderán a los cargos regulados para el sistema de transmisión nacional.

iii) Al cargo de distribución se le adicionará el cobro por concepto de cargos de distribución de niveles superiores que efectúe el operador de red al cual se conecta la antigua zona no interconectada. En caso de entrar a formar parte de

mas 

DE

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

un STR, el LAC realizará los pagos y cobros correspondientes, de conformidad con lo establecido en la regulación vigente.

iv) El cargo de comercialización corresponderá al aprobado para las ZNI.

v) Los demás cargos de la fórmula tarifaria general del SIN podrán ser aplicados por el prestador del servicio el mes siguiente a la interconexión.

Artículo 36. Costo de capital invertido. El costo de capital invertido para remunerar los activos de la actividad de generación y de distribución de energía eléctrica en las ZNI, será el establecido en la Resolución CREG 056 de 2009 o aquella que la sustituya o modifique.

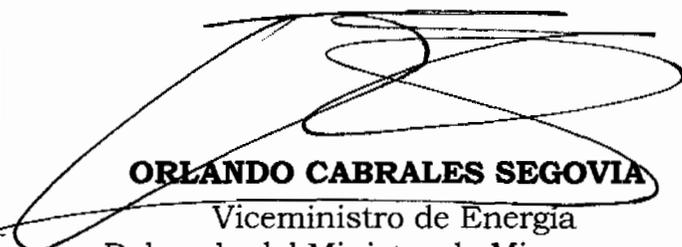
Parágrafo. Para el caso en el cual los activos correspondan a tecnologías que utilicen fuentes de energía renovables, se reconocerá una prima de riesgo tecnológico equivalente a 3,5% del costo de capital propio (ke), adicional al costo de capital definido en el presente artículo. Dicho porcentaje podrá variar cuando se actualice la tasa de descuento utilizada.

Artículo 37. Aportes públicos en inversión. En caso de existir aportes públicos en la inversión y si así lo dispone la entidad propietaria de tales activos, dicha inversión podrá deducirse de la tarifa aplicada al usuario final beneficiario. Para tal efecto la entidad propietaria de los activos deberá manifestarlo por escrito al prestador del servicio correspondiente y deberá estar de conformidad con lo establecido en la ley.

Artículo 38. Vigencia de la presente Resolución. La presente Resolución rige a partir del mes siguiente a la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias, en especial la Resolución CREG 091 de 2007.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

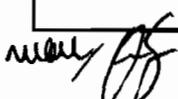
Firmas del proyecto 23 ENE. 2014


ORLANDO CABRALES SEGOVIA

Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y
Energía
Presidente


GERMAN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo



DPO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

ANEXO 1

Listado de localidades en las ZNI con su correspondiente cabecera municipal, departamento y región.

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Abaquía	Bajo Baudó	Chocó	5
Acandí	Acandí	Chocó	6
Acaricuara	Mitú	Vaupés	2
Aceitico	Puerto Carreño	Vichada	1
Agua Prieta	El Charco	Nariño	4
Agua Blanca	Milán	Caquetá	3
Agua Clara	Medio Atrato	Chocó	5
Aguacatal	La Tola	Nariño	4
Aguacate	Bajo Baudó	Chocó	5
Aguacate	Bajo Baudó	Chocó	5
Aguacate Sequihonda	El Charco	Nariño	4
Aguas Negras	Milán	Caquetá	3
Albania	Tumaco	Nariño	4
Albi	Barbacoas	Nariño	4
Alfonso López	El Charco	Nariño	4
Almendro	Medio Baudó	Chocó	5
Altagracia	Quibdó	Chocó	5
Alterón	El Charco	Nariño	4
Alto Buenos Aires	Tumaco	Nariño	4
Alto Chato	Río Iro	Chocó	5
Alto Estero	Magui Payán	Nariño	4
Alto Guandipa	Mosquera	Nariño	4
Alto Jagua (Rio Mira)	Tumaco	Nariño	4
Alto Merizalde	Bocas de Satinga	Nariño	4
Alto Palermo	San Vicente del Caguán	Caquetá	3
Alto San Antonio	Bocas de Satinga	Nariño	4
Alto San Isidro	Tumaco	Nariño	4
Alto Santo Domingo	Tumaco	Nariño	4
Amanavén	Cumaribo	Vichada	1
Amanavén	Inírida	Guainía	1
Amarales	La Tola	Nariño	4
Ampubi (Rio Rosario)	Tumaco	Nariño	4
Anconzo-Incira	Medio Baudó	Chocó	5
Angostura	Magui Payán	Nariño	4
Apartadó	Alto Baudó (Pie de Pato)	Chocó	5
Aragón Cajambre	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Arara Cuduyari	Mitú	Vaupés	2

revisado

220

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Araracuara	Solano	Caquetá	3
Archipiélago de San Bernardo	Cartagena	Bolívar	6
Arenal	El Charco	Nariño	4
Arrecifal	Inírida	Guainía	1
Arusí	Nuquí	Chocó	5
Atajo li	Guapi	Cauca	4
Aurora	Magui Payán	Nariño	4
Bacao	El Charco	Nariño	4
Bachaco	Inírida	Guainía	1
Bagrero	Guapi	Cauca	4
Bajito Soledad	Bocas de Satinga	Nariño	4
Bajito Vaquería No 2	Tumaco	Nariño	4
Bajo Buenos Aires (Tablón Salado)	Tumaco	Nariño	4
Bajo Corazón	Villa Garzón	Putumayo	3
Bajo Estero	Magui Payán	Nariño	4
Bajo Grande	Bajo Baudó	Chocó	5
Bajo Guabal	Tumaco	Nariño	4
Bajo Jagua	Tumaco	Nariño	4
Bajo Merizalde I	Bocas de Satinga	Nariño	4
Bajo Murri	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Bajo Palomino	La Tola	Nariño	4
Bajo San Ignacio	Salahonda	Nariño	4
Bajo San Isidro	Tumaco	Nariño	4
Bajo Santo Domingo (Frontera)	Tumaco	Nariño	4
Balboa	Unguía	Chocó	6
Balsa	Bocas de Satinga	Nariño	4
Balsal	Salahonda	Nariño	4
Balsitas	Guapi	Cauca	4
Balzal	El Charco	Nariño	4
Banguela No 2	El Charco	Nariño	4
Baqui-ro-Rio Inírida	Inírida	Guainía	1
Barbacoita	Bocas de Satinga	Nariño	4
Barbulita	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Barco Cajambre	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Barranco	El Charco	Nariño	4
Barranco Colorado	Puerto Rico	Meta	1
Barrancominas	Barrancominas	Guainía	1
Barranco Picure	Inírida	Guainía	1
Barranco Tigre	Inírida	Guainía	1
Barranco-Minitas	Inírida	Guainía	1

Handwritten signature

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Barrancón	Sipí	Chocó	5
Barranquillita	Miraflores	Guaviare	2
Barranquillita-Hilario López	El Charco	Nariño	4
Barrera La Quebrada	Mosquera	Nariño	4
Barro Blanco	Barbacoas	Nariño	4
Barro Colorado	Tumaco	Nariño	4
Bartolo	Murindó	Antioquía	5
Baudó Grande	Medio Atrato	Chocó	5
Baudocito	Medio Atrato	Chocó	5
Baudocito - Medio Baudó	Medio Baudó	Chocó	5
Bazán	El Charco	Nariño	4
Bazos	Timbiquí	Cauca	4
Bebara	Medio Atrato	Chocó	5
Bebarama - Llano	Medio Atrato	Chocó	5
Bebarameño	Murindó	Antioquía	5
Belén	Guapi	Cauca	4
Belén de Docampado	Bajo Baudó	Chocó	5
Belén de Iguana	López de Micay	Cauca	4
Belén Taparal - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Bella Luz	Murindó	Antioquía	5
Bella Unión	Magui Payán	Nariño	4
Bella Unión y Barro Caliente	Bocas de Satinga	Nariño	4
Bella Vista	Magui Payán	Nariño	4
Bellavista	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Bellavista Sequihonda	El Charco	Nariño	4
Bellavista Berreberre	Medio Baudó	Chocó	5
Bellavista-Pulbuza	El Charco	Nariño	4
Berrocal	Inírida	Guainía	1
Betania - Naya	López de Micay	Cauca	4
Bete	Medio Atrato	Chocó	5
Birrinchao - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Boca de Ame	Medio Atrato	Chocó	5
Boca de Angostura	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Boca de Apartadó	Río Quito	Chocó	5
Boca de Bebara	Medio Atrato	Chocó	5
Boca de Brazo	Bocas de Satinga	Nariño	4
Boca de Chanzara	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Boca de Conejo	Bocas de Satinga	Nariño	4
Boca de Guaba	Bocas de Satinga	Nariño	4
Boca de Naurita	Quibdó	Chocó	5
Boca de Nutria	El Charco	Nariño	4
Boca de Orogado	Bellavista	Chocó	5

Handwritten signature/initials

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Boca de Patía	Timbiquí	Cauca	4
Boca de Pepe	Bajo Baudó	Chocó	5
Boca de San Francisco	Guapi	Cauca	4
Boca de Víbora Aciesna	Bocas de Satinga	Nariño	4
Boca Grande	López de Micay	Cauca	4
Boca Víbora Las Delicias	Bocas de Satinga	Nariño	4
Bocagrande	Tumaco	Nariño	4
Bocana Nueva	Tumaco	Nariño	4
Bocas de Aji	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Bocas de Arara	Carurú	Vaupés	2
Bocas de Atralo -Turbo	Unguía	Chocó	6
Bocas de Cajapi (Río Mira)	Jurisdicción de Tumaco	Nariño	4
Bocas de Curay	Tumaco	Nariño	4
Bocas de Filis	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Bocas de Guabal Río Mira	Tumaco	Nariño	4
Bocas de Guandipa	Mosquera	Nariño	4
Bocas de Guava	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Bocas de Jorodo	Cantón de San Pablo	Chocó	5
Bocas de Pajonal No. 2	Salahonda	Nariño	4
Bocas de Pedeguita	Río Sucio	Chocó	6
Bocas de Prieta	Bocas de Satinga	Nariño	4
Bocas de Ramos	Salahonda	Nariño	4
Bocas de San Luis	Istmina	Chocó	5
Bocas de Satinga	Bocas de Satinga	Nariño	4
Bocas de Sequihonda	El Charco	Nariño	4
Bocas de Sequihondita	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Bocas de Taija	El Charco	Nariño	4
Bocas de Telembí	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Bocas de Yari	Pana Pana	Guainía	1
Bocas del Canal	Bocas de Satinga	Nariño	4
Bocas del Pilvi	Tumaco	Nariño	4
Bocas del Taraira	Mitú	Vaupés	2
Bocas del Yi	Mitú	Vaupés	2
Bocoa Querari	Mitú	Vaupés	2
Bolívar	Magui Payán	Nariño	4
Bolivia	Paujil	Caquetá	3
Bombom Río Telembí	Barbacoas	Nariño	4
Bonanza	Bocas de Satinga	Nariño	4
Boquerón	San José del Guaviare	Guaviare	1

ruben, ef

020

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Boroboro	Bahía Solano	Chocó	5
Brazo Seco	El Charco	Nariño	4
Brazo Tajia	El Charco	Nariño	4
Briceno	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Brisas	Sipí	Chocó	5
Brisas de Tabujo	Magui Payán	Nariño	4
Brisas del Carmen	Tumaco	Nariño	4
Brisas del Gavilán	Orito	Putumayo	3
Brisas del Patía	Mosquera	Nariño	4
Bubuey	Timbiquí	Cauca	4
Buchado	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Buchua - Puerto Misara	Bajo Baudó	Chocó	5
Buchua Río Baudó	Medio Baudó	Chocó	5
Buena Esperanza	Barbacoas	Nariño	4
Buena Vista	Puerto Asís	Putumayo	3
Buena Vista - Caño Bocón	Inírida	Guainía	1
Buenavista	Guapi	Cauca	4
Buenos Aires	Miraflores	Guaviare	2
Buenos Aires	Mapiripán	Meta	1
Buga	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Burujón	Litoral de San Juan	Chocó	5
Cabeceras Río San Juan	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Cabecita Sigui	López de Micay	Cauca	4
Cabecital	Timbiquí	Cauca	4
Cabo Manglares	Tumaco	Nariño	4
Cacagual	Tumaco	Nariño	4
Cacahual	Cacahual	Guainía	1
Cachicamo	San José del Guaviare	Guaviare	1
Cachimbál	Salahonda	Nariño	4
Caimanero	Bellavista	Chocó	5
Caimanes	Bocas de Satinga	Nariño	4
Caimital	Medio Baudó	Chocó	5
Caimitillal	Mosquera	Nariño	4
Caimito	Salahonda	Nariño	4
Calabasal	Tumaco	Nariño	4
Calahorra	Quibdó	Chocó	5
Calamar	Calamar	Guaviare	1
Caleño	La Tola	Nariño	4
Caleta Viento Libre	Tumaco	Nariño	4
California	El Charco	Nariño	4
Calle	Guapi	Cauca	4

Handwritten signature

PRO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Calle Honda	Guapi	Cauca	4
Calle Honda Río Raposo	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Calle Mansa -Medio Baudó	Medio Baudó	Chocó	5
Calle Santa Rosa	Timbiquí	Cauca	4
Callelarga	Guapi	Cauca	4
Camanaos	Mitú	Vaupés	2
Camarones	Timbiquí	Cauca	4
Campo Alegre	Magui Payán	Nariño	4
Campo Alegre-Panapana	Pana Pana	Guainía	1
Campo Hermoso	San Vicente del Caguán	Caquetá	3
Campo Lejano km 30	Solita	Caquetá	3
Campoalegre	La Primavera	Vichada	1
Camura	La Primavera	Vichada	1
Canaibu	Magui Payán	Nariño	4
Canal	Murindó	Antioquía	5
Canalete-Chagratada	Lloro	Chocó	5
Candelillas de La Mar	Tumaco	Nariño	4
Candelo Río Rosario	Tumaco	Nariño	4
Canquiste	Magui Payán	Nariño	4
Cantil - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Cantinpaz	Mosquera	Nariño	4
Caña	Bocas de Satinga	Nariño	4
Cañaveral	Sipí	Chocó	5
Caño Azul	Mitú	Vaupés	2
Caño Blanco	San José del Guaviare	Guaviare	1
Caño Bonito	Inírida	Guainía	1
Caño Colorado	Inírida	Guainía	1
Caño Iris - Pueblo Nuevo	Miraflores	Guaviare	2
Caño Macu	San José del Guaviare	Guaviare	1
Caño Seco	Murindó	Antioquía	5
Capurganá	Acandí	Chocó	6
Caracol	San José del Guaviare	Guaviare	1
Caranacoa- Río Inírida	Inírida	Guainía	1
Cargazol	Barbacoas	Nariño	4
Carlosama	Tumaco	Nariño	4
Carmelo	El Charco	Nariño	4
Carmen	Guapi	Cauca	4
Carmen De Suratama	Novita	Chocó	5
Carolina	Bocas de Satinga	Nariño	4
Carra	Litoral de San Juan	Chocó	5

man/ff

220

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Carrizal-Rio Guaviare	Inírida	Guainía	1
Cartagena del Chairá	Inírida	Guainía	1
Cartago	Barbacoas	Nariño	4
Cartagua Rio Telpi	Barbacoas	Nariño	4
Carurú	Carurú	Vaupés	2
Cascajero	Barbacoas	Nariño	4
Cascarrito	Magui Payán	Nariño	4
Caserío La Estrella	Montañita	Caquetá	3
Casuarito	Puerto Carreño	Vichada	1
Catalina	La Macarena	Meta	1
Catru	Alto Baudó (Pie de Pato)	Chocó	5
Caucho	Guapi	Cauca	4
Cedral	Juradó	Chocó	5
Cedro	Bocas de Satinga	Nariño	4
Cenizo	Tumaco	Nariño	4
Cerritos	San José del Guaviare	Guaviare	1
Cerro Azul	San José del Guaviare	Guaviare	1
Chachajo	El Charco	Nariño	4
Chacón	Timbiquí	Cauca	4
Chagerado	Murindó	Antioquía	5
Chagpien Tordo	Litoral de San Juan	Chocó	5
Chaguita	Inírida	Guainía	1
Chajal	Tumaco	Nariño	4
Chalalbi	Barbacoas	Nariño	4
Chambaco	Sipí	Chocó	5
Chamón	Guapi	Cauca	4
Chaparral	Cumaribo	Vichada	1
Chapil	Bocas de Satinga	Nariño	4
Chapilar	Mosquera	Nariño	4
Chapilar Río Rosario	Tumaco	Nariño	4
Chapilero	El Charco	Nariño	4
Chapul (Río Chagui)	Tumaco	Nariño	4
Chaquita	Inírida	Guainía	1
Charambira	Litoral de San Juan	Chocó	5
Charco Azul	Medio Baudó	Chocó	5
Charras	San José del Guaviare	Guaviare	1
Charrasquera	San José del Guaviare	Guaviare	1
Chibugado	Murindó	Antioquía	5
Chico Pérez	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4

Mano

PRO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Chicoperez	Guapi	Cauca	4
Chidima	Acandí	Chocó	6
Chigorodo-Menba	Medio Baudó	Chocó	5
Chiguarando	Río Quito	Chocó	5
Chiles	Cumbal	Nariño	4
Chilvi Dorado	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Chilvicio	Tumaco	Nariño	4
Chimbulza	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Chipa Baja	Puerto Rico	Caquetá	3
Chiriqui	Mosquera	Nariño	4
Chivatillo	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Chivatillo 2	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Choncho (Vereda)	Litoral de San Juan	Chocó	5
Chontaduro	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Chontal	Tumaco	Nariño	4
Chorrera Curay	Tumaco	Nariño	4
Chorrobocón	Inírida	Guainía	1
Chuare	Guapi	Cauca	4
Chupave	Cumaribo	Vichada	1
Chupey	Sipí	Chocó	5
Ciudad Baudó	Alto Baudó (Pie de Pato)	Chocó	5
Coayare	Inírida	Guainía	1
Cocal	Medio Baudó	Chocó	5
Cocal Payanes	Mosquera	Nariño	4
Cocal Rio Inguambi	Barbacoas	Nariño	4
Cocalito Jiménez (Gabriel Turbay)	Mosquera	Nariño	4
Coconuevo	Inírida	Guainía	1
Codemaco	Bocas de Satinga	Nariño	4
Codicia	Guapi	Cauca	4
Colabardo- Isla de Los García	Bajo Baudó	Chocó	5
Colorado	Tumaco	Nariño	4
Comunidad Bongo	Juradó	Chocó	5
Comunidad Cedral	Juradó	Chocó	5
Comunidad de " Bocas del Taraira"	Taraira	Vaupés	2
Comunidad de " Puerto López"	Taraira	Vaupés	2
Comunidad de Bacatí	Carurú	Vaupés	2
Comunidad de Brazo Corto	Timbiqui	Cauca	4

Handwritten signature

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Comunidad de Chete	Timbiquí	Cauca	4
Comunidad de Cupi	Timbiquí	Cauca	4
Comunidad de Curupira	Taraira	Vaupés	2
Comunidad de El Realito	Timbiquí	Cauca	4
Comunidad de San Francisco	Timbiquí	Cauca	4
Comunidad de San Isidro de Infi	Timbiquí	Cauca	4
Comunidad del Charco	Timbiquí	Cauca	4
Comunidad Dichardi	Juradó	Chocó	5
Comunidad dos Bocas	Juradó	Chocó	5
Comunidad Eyasake	Juradó	Chocó	5
Comunidad Indígena Juribirá (Villa Nueva)	Nuquí	Chocó	5
Comunidad Indígena de La Loma	Nuquí	Chocó	5
Comunidad Indígena de Río Nuquí	Nuquí	Chocó	5
Comunidad Indígena Panguí	Nuquí	Chocó	5
Comunidad Indígena Puerto Indio	Nuquí	Chocó	5
Comunidad Indígena Tando	Nuquí	Chocó	5
Comunidad Indígena	La Tola	Nariño	4
Comunidad Indígena Gengado	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Comunidad Indígena Jarapeto	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Comunidad Indígena La Cierpe	Timbiquí	Cauca	4
Comunidad Indígena Salado	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Comunidad Jumarra - Carra	Juradó	Chocó	5
Comunidad Partado	Nuquí	Chocó	5
Comunidad Puerto Medellín	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Comunidad Tangarialito	La Tola	Nariño	4
Comunidad Unión Patato	Juradó	Chocó	5
Comunidad Unión Wounan	Medio San Juan	Chocó	5
Comunidad Vidry	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Concepción	Guapi	Cauca	4
Congal	Tumaco	Nariño	4
Consuelo de Andrapeda	Condoto	Chocó	5
Copoma	Litoral de San Juan	Chocó	5
Coqui	Nuquí	Chocó	5
Coredo	Juradó	Chocó	5
Corozal	Timbiquí	Cauca	4
Corozo	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Corregimiento Noanama	Medio San Juan	Chocó	5

mbuz 

DAD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Corriente Grande	Tumaco	Nariño	4
Corriente Palo (Vereda)	Litoral de San Juan	Chocó	5
Coscorrón Telembi	Barbacoas	Nariño	4
Coteje	Timbiquí	Cauca	4
Cualala	Magui Payán	Nariño	4
Cuarazanga Rio Chagui	Tumaco	Nariño	4
Cucarachera	Barbacoas	Nariño	4
Cucurupi	Litoral de San Juan	Chocó	5
Cuerbal	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Cuerval	Guapi	Cauca	4
Cuevita	Bajo Baudó	Chocó	5
Culvi Río Telpi	Barbacoas	Nariño	4
Cumaide Bajo	Barbacoas	Nariño	4
Cumainde	Barbacoas	Nariño	4
Cumaribo	Cumaribo	Vichada	1
Cupica	Bahía Solano	Chocó	5
Curiche	Juradó	Chocó	5
Curundó	Medio Baudó	Chocó	5
Curundó Boca	Medio Baudó	Chocó	5
Danta - Río Inirida	Inirida	Guainía	1
Danto - Río Guainía	Inirida	Guainía	1
Danubio (Campo Alegre)	Solano	Caquetá	3
Daveiba Queracito	Medio Baudó	Chocó	5
Delicias	La Tola	Nariño	4
Delicias (Vereda)	Litoral de San Juan	Chocó	5
Diaguillo	Barbacoas	Nariño	4
Dorado	Magui Payán	Nariño	4
Dos Quebradas Naya	López de Micay	Cauca	4
Dotenedo	Bajo Baudó	Chocó	5
Duana	Cantón de San Pablo	Chocó	5
Dur-Ap-Dur (Vereda)	Litoral de San Juan	Chocó	5
El 15	Cumaribo	Vichada	1
El Aguacate	Magui Payán	Nariño	4
El Alto	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
El Atajo	Guapi	Cauca	4
El Bajito De Echandia	Mosquera	Nariño	4
El Barranco	López de Micay	Cauca	4
El Brazo	Bahía Solano	Chocó	5
El Cacao	López de Micay	Cauca	4

mas

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
El Cantil	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
El Cañaveral	Cumaribo	Vichada	1
El Capricho	San José del Guaviare	Guaviare	1
El Carmelo	Guapi	Cauca	4
El Carmen	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
El Castigo	El Charco	Nariño	4
El Cedral Río Mira	Tumaco	Nariño	4
El Cedro	Puerto Guzmán	Putumayo	3
El Ceibo	Bocas de Satinga	Nariño	4
El Cerrito	Magui Payán	Nariño	4
El Charco	El Charco	Nariño	4
El Chiguero	López de Micay	Cauca	4
El Chocho	Magui Payán	Nariño	4
El Chorro Río Chagui	Tumaco	Nariño	4
El Coco Río Rosario	Tumaco	Nariño	4
El Cuerval	Timbiquí	Cauca	4
El Cuil Pueblo Nuevo	El Charco	Nariño	4
El Encanto	Pasto	Nariño	4
El Firme	Salahonda	Nariño	4
El Gallinazo	Puerto Guzmán	Putumayo	3
El Garcero	Mosquera	Nariño	4
El Guaval	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
El Hojal	El Charco	Nariño	4
El Infiernito	Barbacoas	Nariño	4
El Jardín Nueva Floresta, resguardo Indígena	Tumaco	Nariño	4
El Jordán	Puerto Rico	Caquetá	3
El Llano	Buenaventura	Valle del Cauca	4
El Llano de Bebara	Medio Atrato	Chocó	5
El Mecaya	Puerto Leguizamo	Putumayo	3
El Mero, comunidad Indígena	El Charco	Nariño	4
El Milagro	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
El Palmar	Carurú	Vaupés	2
El Papayo	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
El Pato	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
El Pie	Bajo Baudó	Chocó	5
El Piedrero	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
El Pital	Murindó	Antioquía	5

manu 

DEO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
El Piunde	Magui Payán	Nariño	4
El Porvenir	Puerto Gaitán	Meta	1
El progreso	Cumaribo	Vichada	1
El Refugio	Puerto Leguizamo	Putumayo	3
El Remanso	Inirida	Guainía	1
El Retoño	Medio Baudó	Chocó	5
El Rompido	Tumaco	Nariño	4
El Rosario	Magui Payán	Nariño	4
El Roto	Unguía	Chocó	6
El Rubí - Asouseer	La Macarena	Meta	1
El Salto	Medio Baudó	Chocó	5
El Tigre	Bellavista	Chocó	5
El Trueno	Magui Payán	Nariño	4
El Tuparro	Cumaribo	Vichada	1
El Turbio	Bocas de Satinga	Nariño	4
El Valle	Bahía Solano	Chocó	5
El Venero	Barbacoas	Nariño	4
El Viento	Cumaribo	Vichada	1
Engrivado	Bagado	Chocó	5
Esmeralda	Puerto Asís	Putumayo	3
Espave	El Charco	Nariño	4
Estero Largo	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Estero Martínez	El Charco	Nariño	4
Estero Naranjito	Magui Payán	Nariño	4
Esteros	Litoral de San Juan	Chocó	5
Fátima El Carmen	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Firme	Guapi	Cauca	4
Firme Chanzara	Guapi	Cauca	4
Firme Cifuentes	Mosquera	Nariño	4
Firme de Los Coimes	Jurisdicción De Tumaco	Nariño	4
Firme de Purricha - Sivira	Bajo Baudó	Chocó	5
Firme de San Miguel -Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Firme de Usaraga	Bajo Baudó	Chocó	5
Florida Ii	San José del Guaviare	Guaviare	1
Gaitán	El Charco	Nariño	4
Galilea, Porvenir, San Rafael	Inirida	Guainía	1
Garcitas	Puerto Carreño	Vichada	1
Garrapatas	Sipí	Chocó	5
Garzas Morichal-Río Inirida	Inirida	Guainía	1
Gertrudis	Barbacoas	Nariño	4

Manuel

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Gicriyal	Mosquera	Nariño	4
Gilgal	Unguía	Chocó	6
Gómez Jurado	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Gorgoma Zona C. Río Cajambre	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Guabal	Guapi	Cauca	4
Guabillales	Bocas de Satinga	Nariño	4
Guabillo	El Charco	Nariño	4
Guacacias	Santa Rosalía	Vichada	1
Guacamayas	San José del Guaviare	Guaviare	1
Guachal	Jurisdicción de Tumaco	Nariño	4
Guachiri	Tumaco	Nariño	4
Guacuco Río Sipí	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Guadual	Tumaco	Nariño	4
Guadualito	Murindó	Antioquía	5
Guagua	Murindó	Antioquía	5
Gualajo - Guabal	Tumaco	Nariño	4
Gualpi La Honda	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Guamal Caño Coco	Inírida	Guainía	1
Guanapalo	San José del Guaviare	Guaviare	1
Guanape	Cumaribo	Vichada	1
Guañambi	Magui Payán	Nariño	4
Guapi	Guapi	Cauca	4
Guarando	Quibdó	Chocó	5
Guarataco	Litoral de San Juan	Chocó	5
Guarin	Juradó	Chocó	5
Guasacavi	Inírida	Guainía	1
Guaudalito - Medio Baudó	Medio Baudó	Chocó	5
Guaval (Río Gualajo)	Tumaco	Nariño	4
Guayabal	San Vicente del Caguán	Caquetá	3
Guayabero (La Carpa)	San José del Guaviare	Guaviare	1
Guayaquil	El Charco	Nariño	4
Guayaquil No 2	El Charco	Nariño	4
Guazarija Pulbuza	El Charco	Nariño	4
Guiado	Unión Panamericana	Chocó	5
Guilpi	Magui Payán	Nariño	4
Guineal (Guineal, Rastrojo)	Bajo Baudó	Chocó	5
Guinulte Río Telembi	Barbacoas	Nariño	4

maul ff

220

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Herradura	Bocas de Satinga	Nariño	4
Hojas Blancas	Salahonda	Nariño	4
Hormiguero	El Charco	Nariño	4
Hormiguero Esperanza	El Charco	Nariño	4
Huaca	Bahía Solano	Chocó	5
Huina	Bahía Solano	Chocó	5
Imbilpi del Carmen	Tumaco	Nariño	4
Inguambi	Barbacoas	Nariño	4
Inguapil	Maguí Payán	Nariño	4
Inírida	Inírida	Guainía	1
Iscuandé	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Iscuandé Río Rosario	Tumaco	Nariño	4
Isla	Murindó	Antioquía	5
Isla de Gallo	López de Micay	Cauca	4
Isla de Los Palacios	Bellavista	Chocó	5
Isla del Gallo	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Isla del Mono	Litoral de San Juan	Chocó	5
Isla Fuerte	Cartagena	Bolívar	6
Isla Grande	Tumaco	Nariño	4
Isla Grande No.2 Río Rosario	Tumaco	Nariño	4
Isla Larga	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Isla Morrito	El Charco	Nariño	4
Isla Soledad	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Isleta	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Isupi	El Charco	Nariño	4
Jardines de Sucumbíos	Orito	Putumayo	3
Jedega	Murindó	Antioquía	5
Jericó Consaya	Solano	Caquetá	3
Joanico I	Guapi	Cauca	4
Joaquincito	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Jobi	Nuquí	Chocó	5
Jordán de Guisia	Valle del Guamuez	Putumayo	3
José Guaco	Bocas de Satinga	Nariño	4
José López	Maguí Payán	Nariño	4
José María	Puerto Guzmán	Putumayo	3
Juanchillo	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Juanchito	Maguí Payán	Nariño	4
Juntas	Guapi	Cauca	4
Juntas de Tamana	Novita	Chocó	5

mbae

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Juradó	Juradó	Chocó	5
Jurubira	Nuquí	Chocó	5
Kilómetro 18	Valparaíso	Caquetá	3
La Rosa	Puerto Asís	Putumayo	3
La Balsa	Tumaco	Nariño	4
La Belleza	Magui Payán	Nariño	4
La Boba	Bellavista	Chocó	5
La Botija	López de Micay	Cauca	4
La Brea	Timbiquí	Cauca	4
La Caleta	Acadí	Chocó	6
La Capilla	El Charco	Nariño	4
La Cárcel	Bajo Baudó	Chocó	5
La Carmelia	Puerto Asís	Putumayo	3
La Catorce	Cumaribo	Vichada	1
La Ceiba	Inírida	Guainía	1
La Chorrera	Tumaco	Nariño	4
La Comba - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
La Comunidad	Quibdó	Chocó	5
La Concepción Naya	López de Micay	Cauca	4
La Concha Tablón Salado	Tumaco	Nariño	4
La Conquista	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
La Contra - Archicaya	Buenaventura	Valle del Cauca	4
La Cooperativa	Mapiripán	Meta	1
La Cristalina - Asocryl	La Macarena	Meta	1
La Encarnación	Urrao	Antioquia	5
La Ensenada	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
La Florida	Bocas de Satinga	Nariño	4
La Fragua	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
La Gloria	Barbacoas	Nariño	4
La Guadalupe	La Guadalupe	Guainía	1
La Honda	Tumaco	Nariño	4
La Honda Río Chagui	Tumaco	Nariño	4
La Humildad	Barbacoas	Nariño	4
La Isla	Magui Payán	Nariño	4
La Isla - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
La Ladera	Barbacoas	Nariño	4
La Laguna	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
La Laguna (San Antonio Indig.)	El Charco	Nariño	4
La Laguna (Sta. Bárbara Indig.)	El Charco	Nariño	4

mbu 

PRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
La Libertad	Carurú	Vaupés	2
La Lindosa	Puerto Rico	Meta	1
La Loma	Magui Payán	Nariño	4
La Loma de Bojayá	Bellavista	Chocó	5
La Lomita Cuia	Bellavista	Chocó	5
La Macarena	La Macarena	Meta	1
La Machaca	San Vicente del Caguán	Caquetá	3
La Mana	Solano	Caquetá	3
La Marina	Vista Hermosa	Meta	1
La Mestiza	Río Iro	Chocó	5
La Mina Indígena	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
La Nueva Floresta	Bocas de Satinga	Nariño	4
La Nueva Florida	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
La Nueva Unión	Timbiquí	Cauca	4
La Pampa	La Tola	Nariño	4
La Peña	Medio Atrato	Chocó	5
La Planta	Condoto	Chocó	5
La Plata	Buenaventura	Valle del Cauca	4
La Platina	Medio Atrato	Chocó	5
La Playa	Barbacoas	Nariño	4
La Primavera	La Primavera	Vichada	1
La Quebradita	El Charco	Nariño	4
La Quinta	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
La Reforma	Vista Hermosa	Meta	1
La Rotura	Magui Payán	Nariño	4
La Seca	Barbacoas	Nariño	4
La Selva	Bocas de Satinga	Nariño	4
La Sierra	Bagado	Chocó	5
La Sirena	Bocas de Satinga	Nariño	4
La Sirena Río Chagui	Tumaco	Nariño	4
La Sirena Río Telembi	Barbacoas	Nariño	4
La Tagua	Puerto Leguizamo	Putumayo	3
La Tigra	Puerto Rico	Meta	1
La Tola	La Tola	Nariño	4
La Tortuga	Magui Payán	Nariño	4
La Tunia	La Macarena	Meta	1
La Unión Río Guaviare	Inírida	Guainía	1
La Vaca - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
La Venturosa	Puerto Carreño	Vichada	1
La Victoria	Bocas de Satinga	Nariño	4

man 

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
La Victoria Izquierda	Bocas de Satinga	Nariño	4
La Vigía	La Tola	Nariño	4
La Villa	Medio Atrato	Chocó	5
Lagartera	Mosquera	Nariño	4
Lagos del Dorado	Miraflores	Guaviare	2
Laguna Colorada Alta-R. Guaviare	Barrancominas	Guainía	1
Laguna Colorada Baja-R. Guaviare	Barrancominas	Guainía	1
Laguna Cumaral Alto Guamuco	Inírida	Guainía	1
Laguna Matraca	Inírida	Guainía	1
Laguna Mure	Inírida	Guainía	1
Laguna Niñal	Inírida	Guainía	1
Lambedero	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Las Brisas	Bocas de Satinga	Nariño	4
Las Brisas Hamburgo	Magui Payán	Nariño	4
Las Buildes	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Las Cargas (Río Mira)	Tumaco	Nariño	4
Las Ceibas	San Vicente Del Caguán	Caquetá	3
Las Cejas	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Las Delicias	San Vicente Del Caguán	Caquetá	3
Las Hamacas	Lloro	Chocó	5
Las Lajas	Magui Payán	Nariño	4
Las Marias	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Las Mercedes	Barbacoas	Nariño	4
Las Palmeras	Vista Hermosa	Meta	1
Las Pavas Caño Tigre	Miraflores	Guaviare	2
Las Pavas Naya	López de Micay	Cauca	4
Las Peñas	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Las Torres	La Tola	Nariño	4
Las Varas	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Leticia	Leticia	Amazonas	9
Limones	Barbacoas	Nariño	4
Limones del Patía	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Limones Río Chagui	Tumaco	Nariño	4
Llanaje Encenada	Tumaco	Nariño	4
Localidad Menor Asociada	A cabecera Municipal	Zonas Aisladas	7
Loma Alta Río Inírida	Inírida	Guainía	1

Wane AS

ORO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Loma Baja	Inirida	Guainía	1
Loma Murri (Corregimiento)	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Los Ángeles	Mitú	Vaupés	2
Los Brazos	Barbacoas	Nariño	4
Los Cristales	Cartagena Del Chairá	Caquetá	3
Los Domingos	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Los Llanos	Medio Baudó	Chocó	5
Los Pereas	Litoral de San Juan	Chocó	5
Los Pozos	San Vicente del Caguán	Caquetá	3
Lozano Torrijos	Bocas de Satinga	Nariño	4
Lucitania (Churuyaco)	Orito	Putumayo	3
Macaquiño	Mitú	Vaupés	2
Macharal	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Macuana	Mitú	Vaupés	2
Madre Vieja	Guapi	Cauca	4
Madrid	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Magdalena	El Charco	Nariño	4
Maíz Blanco	Mitú	Vaupés	2
Majagua	Tumaco	Nariño	4
Majagual Playa	Jurisdicción De Tumaco	Nariño	4
Mandi San Pablo	Mitú	Vaupés	2
Manglares	Bajo Baudó	Chocó	5
Mapiripán	Mapiripán	Meta	1
Mapiripana - Río Guaviare	Inirida	Guainía	1
Marandua	La Primavera	Vichada	1
Maraveles	Valle del Guamuez	Putumayo	3
Marias	Bocas de Satinga	Nariño	4
Marqueza	Sipi	Chocó	5
Marriaga	Unguía	Chocó	6
Martin Galviz	El Charco	Nariño	4
Mata de Plátano Río Mira	Tumaco	Nariño	4
Mataje	Tumaco	Nariño	4
Mateguadua	Montañita	Caquetá	3
Maticuru - Granario	Milán	Caquetá	3
Matiyure	La Primavera	Vichada	1
Matraca Río Inirida	Inirida	Guainía	1
Mayorquin	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Mayoyogue	Puerto Guzmán	Putumayo	3
Mecana - Playa	Bahía Solano	Chocó	5

m. b. g. / P. G.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Medio Bete	Medio Atrato	Chocó	5
Merizalde Porvenir	Bocas de Satinga	Nariño	4
Mesopotamia	Bellavista	Chocó	5
Micaelita	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Micay	López de Micay	Cauca	4
Miel de Abeja	Mosquera	Nariño	4
Mielón	Mapiripán	Meta	1
Milagros	Tumaco	Nariño	4
Mingolla Río Telpi	Barbacoas	Nariño	4
Miraflores	Miraflores	Guaviare	2
Mitú	Mitú	Vaupés	2
Mochado - Bajo Baudó	Mitú	Vaupés	2
Mojaudó (Río Bojayá)	Bellavista	Chocó	5
Monforth	Mitú	Vaupés	2
Mongón	Barbacoas	Nariño	4
Mononguete	Solano	Caquetá	3
Monserrate	Cartagena del Chairá	Caquetá	3
Monte Alto	El Charco	Nariño	4
Monte Alto Río Mira	Tumaco	Nariño	4
Monte Bajo	El Charco	Nariño	4
Morana	El Charco	Nariño	4
Morichal	Papunaua	Vaupés	2
Morichal Nuevo	Morichal	Guainía	1
Morocoto	Inírida	Guainía	1
Morongo	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Morro	San José del Guaviare	Guaviare	1
Mosquera	Mosquera	Nariño	4
Mulatos	La Tola	Nariño	4
Munguido	Litoral de San Juan	Chocó	5
Murindó Viejo	Murindó	Antioquía	5
Mutis	Bahía Solano	Chocó	5
Nabuga	Bahía Solano	Chocó	5
Naidizales	Bocas de Satinga	Nariño	4
Naispi Río Guemanbi	Barbacoas	Nariño	4
Nansalbi Las Villas	Magui Payán	Nariño	4
Nansalvi El Diviso	Magui Payán	Nariño	4
Napipi	Bellavista	Chocó	5
Naranjal	Bocas de Satinga	Nariño	4
Naranjito	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Naranjo	Mosquera	Nariño	4

mitalle *AS*

PRO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Naranjo (Barro Caliente)	La Tola	Nariño	4
Nasalvi Unión	Magui Payán	Nariño	4
Nauca	Alto Baudó (Pie de Pato)	Chocó	5
Nazareth	Uribia	La Guajira	6
Negria	Istmina	Chocó	5
Negrito	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Nerete	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Nerete (Río Mira)	Tumaco	Nariño	4
Neudo	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Nicaragua	Bajo Baudó	Chocó	5
Nipordu	Lloro	Chocó	5
Noanamito	López de Micay	Cauca	4
Novillal	Salahonda	Nariño	4
Nueva Antioquia	La Primavera	Vichada	1
Nueva Apaya	Puerto Leguizamo	Putumayo	3
Nueva Colombia	Vista Hermosa	Meta	1
Nueva Esperanza	Bocas de Satinga	Nariño	4
Nueva Santa Rosa	Bocas de Satinga	Nariño	4
Nueva Unión	Salahonda	Nariño	4
Nueva Vista Río Chagui	Tumaco	Nariño	4
Nuevo Platanares	Medio Baudó	Chocó	5
Nuevo Porvenir	Carurú	Vaupés	2
Nuquí	Nuquí	Chocó	5
Ñambí	Barbacoas	Nariño	4
Ñamu San Joaquín	Mitú	Vaupés	2
Ñarangue	Murindó	Antioquía	5
Ñupana Querari	Mitú	Vaupés	2
Obregones	Guapi	Cauca	4
Ogodo	Lloro	Chocó	5
Olivo Curay	Tumaco	Nariño	4
Opogado	Murindó	Antioquía	5
Orital	Bocas de Satinga	Nariño	4
Orpua	Bajo Baudó	Chocó	5
Pacoa	Pacoa	Vaupés	2
Pacora	Tumaco	Nariño	4
Painanda	Barbacoas	Nariño	4
Pajonal	Salahonda	Nariño	4
Pajonal - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Palacios	Barbacoas	Nariño	4
Palambi	Tumaco	Nariño	4
Palestina	Litoral de San Juan	Chocó	5

miles 

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Palizada Río Patía	Mosquera	Nariño	4
Palmarito	Cumaribo	Vichada	1
Palo Blanco	Vigia del Fuerte	Antioquia	6
Palomino	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Palzapi	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Pambana	Barbacoas	Nariño	4
Pambil	Bocas de Satinga	Nariño	4
Pambilero	El Charco	Nariño	4
Pampa Chapila	Mosquera	Nariño	4
Pampa I	Guapi	Cauca	4
Pampa Quiñonez	Mosquera	Nariño	4
Pampeta	Magui Payán	Nariño	4
Pampón	La Tola	Nariño	4
Panamacito	Istmina	Chocó	5
Panapana	Inírida	Guainía	1
Panga	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Pangala	Litoral de San Juan	Chocó	5
Pangalita	Litoral de San Juan	Chocó	5
Pangamoza	La Tola	Nariño	4
Pangui	Nuquí	Chocó	5
Papayal La Playa	Tumaco	Nariño	4
Papayo	Litoral de San Juan	Chocó	5
Papuri	Yavarate	Vaupés	2
Parcelas	Guapi	Cauca	4
Partidero	Guapi	Cauca	4
Pasa Caballo Bocana	Tumaco	Nariño	4
Pascualero	Guapi	Cauca	4
Pastico - Río Naya	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Patiano	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Paulina	La Tola	Nariño	4
Paulo Sexto	Medio Baudó	Chocó	5
Paunde	Barbacoas	Nariño	4
Pavasa	Bajo Baudó	Chocó	5
Pegado	Medio Baudó	Chocó	5
Penitente	Guapi	Cauca	4
Peña	Barbacoas	Nariño	4
Peña Chanzara	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Peñalisa	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4

mlare

820

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Peñaloza	Acandí	Chocó	6
Peñas Blancas	Solano	Caquetá	3
Peñitas	Litoral de San Juan	Chocó	5
Peñón G. Martínez	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Perolindo	El Charco	Nariño	4
Pichangal	Tumaco	Nariño	4
Pichima	Litoral de San Juan	Chocó	5
Piedra Alta	Inírida	Guainía	1
Piedra de Candela	Bellavista	Chocó	5
Piedra Honda	Bagado	Chocó	5
Piliza	Bajo Baudó	Chocó	5
Pintora	El Charco	Nariño	4
Piña	Bahía Solano	Chocó	5
Piñal Relleno	Mosquera	Nariño	4
Piñuña Blanco	Puerto Asís	Putumayo	3
Piñuña Negro	Puerto Leguizamó	Putumayo	3
Piracuara	Mitú	Vaupés	2
Piramirt Cuduyari	Mitú	Vaupés	2
Piscinde	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Pital	Jurisdicción De Tumaco	Nariño	4
Pizarres	Timbiquí	Cauca	4
Pizarro	Bajo Baudó	Chocó	5
Playa	Magui Payán	Nariño	4
Playa Blanca	Bocas de Satinga	Nariño	4
Playa Bonita	Bajo Baudó	Chocó	5
Playa Carabajal	El Charco	Nariño	4
Playa China	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Playa de Las Flores	Bahía Solano	Chocó	5
Playa de Obregones	Guapi	Cauca	4
Playa de Potes	Bahía Solano	Chocó	5
Playa El Medio	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Playa Grande	El Charco	Nariño	4
Playa Grande Abajo	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Playa Grande Arriba	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Playa Linda - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Playa Nueva	Mosquera	Nariño	4
Playa Nueva -La Punta - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Playa Rica	Valparaíso	Caquetá	3

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Playita	Litoral de San Juan	Chocó	5
Playita Catru	Alto Baudó (Pie de Pato)	Chocó	5
Playón	Magui Payán	Nariño	4
Playón (Río Mira)	Tumaco	Nariño	4
Plinio Oliveros	El Charco	Nariño	4
Pogue	Bellavista	Chocó	5
Poiija (Panzamoza)	La Tola	Nariño	4
Pomeño - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Portal Tal Río Mira	Tumaco	Nariño	4
Portugal	Orito	Putumayo	3
Posamanza	Bahía Solano	Chocó	5
Potedo	Istmina	Chocó	5
Providencia y Santa Catalina	San Andrés	San Andrés y Providencia	8
Pto. Arturo	San José del Guaviare	Guaviare	1
Pto. Lozada	San Vicente del Caguán	Caquetá	3
Pto. Palacio	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Pto. Pizarío Río San Juan	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Pto. Valdivia	Curillo	Caquetá	3
Pucarón	Carurú	Vaupés	2
Pueblito	La Tola	Nariño	4
Pueblito Secadero	El Charco	Nariño	4
Pueblo Nuevo	Barbacoas	Nariño	4
Pueblo Nuevo (Tablón Salado)	Tumaco	Nariño	4
Pueblo Nuevo Los Ángeles	Belén de Los Andaquies	Caquetá	3
Pueblo Nuevo Río Guaviare	Inirida	Guainía	1
Puedo Alonso	Vista Hermosa	Meta	1
Puerto Abadía	Bajo Baudó	Chocó	5
Puerto Adán- Medio Baudó	Medio Baudó	Chocó	5
Puerto Alvira	Mapiripán	Meta	1
Puerto Antioquia	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Puerto Bello	Puerto Asís	Putumayo	3
Puerto Betania	San Vicente del Caguán	Caquetá	3
Puerto Bolívar - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Puerto Camanaos	Inirida	Guainía	1
Puerto Camelia	Cartagena del Chairá	Caquetá	3
Puerto Carreño	Puerto Carreño	Vichada	1
Puerto Chispas	Puerto Rico	Meta	1

cancelado / *[Signature]*

120

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Puerto Toledo	Puerto Rico	Meta	1
Puerto Trujillo	Puerto Gaitán	Meta	1
Puerto Valencia	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Puerto Vaupés	Mitú	Vaupés	2
Puerto Viveros - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Puerto Zancudo	Mapiripana	Guainía	1
Pulbuza Pueblo Nuevo	El Charco	Nariño	4
Pulbuza La Vega	El Charco	Nariño	4
Pumalde	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Pumbi Las Lajas	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Pune - Boca	Medio Atrato	Chocó	5
Punta Ardita	Juradó	Chocó	5
Punta Bonita	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Punta de Barco	Magui Payán	Nariño	4
Punta del Piñal	Mosquera	Nariño	4
Punta Hijua	Bajo Baudó	Chocó	5
Punta Piña	Juradó	Chocó	5
Punta Soldado	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Quebrada de Togoroma	Litoral de San Juan	Chocó	5
Quebrada Pichima	Litoral de San Juan	Chocó	5
Quera	Medio Baudó	Chocó	5
Querari	Mitú	Vaupés	2
Quicharo	Litoral de San Juan	Chocó	5
Quigupi	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Quiñonez Chapila	Mosquera	Nariño	4
Quiroga Lado 1	Guapi	Cauca	4
Quiroga Lado 2	Guapi	Cauca	4
Rancho Quemado	El Charco	Nariño	4
Raudal del Guayabero	San José Del Guaviare	Guaviare	1
Recodo	Barbacoas	Nariño	4
Recodo Capilla	El Charco	Nariño	4
Recodo Los Leyos	Bocas de Satinga	Nariño	4
Recreo - Auser	La Macarena	Meta	1
Redondito	López de Micay	Cauca	4
Remolino del Caguán	Cartagena del Chairá	Caquetá	3
Remolinos de Aricunti	Milán	Caquetá	3
Resbalón -Vereda San Francisco	San José del Guaviare	Guaviare	1

mbue AS

PRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Resguardo Indígena Guadualito	López de Micay	Cauca	4
Resguardo Indígena Isla de Mono	López de Micay	Cauca	4
Restrepo	Tumaco	Nariño	4
Retoño	Tumaco	Nariño	4
Retoño Indígena	Medio Baudó	Chocó	5
Ricaurte	Magui Payán	Nariño	4
Rincón Vitina	Inírida	Guainía	1
Río Viejo	López de Micay	Cauca	4
Rincón de Los Viejos Vereda	Puerto Lleras	Meta	1
Roberto Payán	El Charco	Nariño	4
Robles	Guapi	Cauca	4
Rodea	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Rosario	El Charco	Nariño	4
Sabanas de La Fuga	San José Del Guaviare	Guaviare	1
Sabanita	Inírida	Guainía	1
Salahonda	Salahonda	Nariño	4
Salahondita	Salahonda	Nariño	4
Salamina	Curillo	Caquetá	3
Salango	Mosquera	Nariño	4
Salbunde	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Salto Juancho Enriquez	El Charco	Nariño	4
Salto Magdalena	El Charco	Nariño	4
Samaritano	Bocas de Satinga	Nariño	4
San Agustín	Guapi	Cauca	4
San Agustín Napi	Guapi	Cauca	4
San Agustín Río Gualajo	Tumaco	Nariño	4
San Alejandro	Murindó	Antioquía	5
San Andrés	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
San Andrés	San Andrés	San Andrés y Providencia	8
San Antonio	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
San Antonio de Buey (Campo Santo)	Medio Atrato	Chocó	5
San Antonio de Chuare	López de Micay	Cauca	4
San Antonio de Getucha	Milán	Caquetá	3
San Antonio de Guajui	Guapi	Cauca	4
San Antonio de Gurumendi	López de Micay	Cauca	4
San Antonio de La Mar	La Tola	Nariño	4
San Antonio de Napi	Guapi	Cauca	4

W. G. / BS

200

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
San Antonio de Padua	Vigía del Fuerte	Antioquia	6
San Antonio Río Cajambre	Buenaventura	Valle del Cauca	4
San Antoñito (Yurumanguí)	Buenaventura	Valle del Cauca	4
San Bernardo	Timbiquí	Cauca	4
San Cristóbal	Istmina	Chocó	5
San Eduardo	Santa Rosa	Cauca	4
San Felipe	San Felipe	Guainía	1
San Felipe-Río Guainía	Inírida	Guainía	1
San Fernando (Pto Concordia-Meta)	Pto Concordia	Meta	1
San Francisco	Mosquera	Nariño	4
San Francisco de Cugucho	Alto Baudó (Pie de Pato)	Chocó	5
San Francisco de Naya	Buenaventura	Valle del Cauca	4
San Francisco de Taija	El Charco	Nariño	4
San Francisco Javier	Buenaventura	Valle del Cauca	4
San Francisco Río Guemanbi	Barbacoas	Nariño	4
San Gerardo del Paca	Mitú	Vaupés	2
San Isidro	Montañita	Caquetá	3
San Isidro (Cajambre)	Buenaventura	Valle del Cauca	4
San Isidro de Bugge	Timbiquí	Cauca	4
San Isidro Río Mira	Tumaco	Nariño	4
San Jorge - La Vuelta	Lloro	Chocó	5
San José	El Charco	Nariño	4
San José - La Turbia	Bocas de Satinga	Nariño	4
San José Calabazal	Bocas de Satinga	Nariño	4
San José de Anchicaya	Buenaventura	Valle del Cauca	4
San José de Buey	Medio Atrato	Chocó	5
San José de Guapi	Guapi	Cauca	4
San José de Quera	Medio Baudó	Chocó	5
San José de Robles	Bocas de Satinga	Nariño	4
San José de Yurumanguí	Buenaventura	Valle del Cauca	4
San José del Guayabo	Tumaco	Nariño	4
San José - Río Guainía	Inírida	Guainía	1
San Juan	Inírida	Guainía	1
San Juan de La Costa	Jurisdicción de Tumaco	Nariño	4
San Juan de Caquetania	San Vicente del Caguán	Caquetá	3
San Juan de La Playa	Tumaco	Nariño	4
San Juan de Villalobos	Santa Rosa	Cauca	4

manu 

oro

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
San Juan del Losada	La Macarena	Meta	1
San Luis	Magui Payán	Nariño	4
San Luis Agua Sucia	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
San Luis de Los Aires	San José del Guaviare	Guaviare	1
San Luis de Paca	Mitú	Vaupés	2
San Luis- Medio Baudó	Medio Baudó	Chocó	5
San Martín de Porras	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
San Miguel	Timbiquí	Cauca	4
San Miguel Costa - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
San Miguel de Baudocito	Medio Baudó	Chocó	5
San Miguel y Pascualero	Guapi	Cauca	4
San Pablo Cajambre	Buenaventura	Valle del Cauca	4
San Pablo de La Mar	La Tola	Nariño	4
San Pablo de La Tola	La Tola	Nariño	4
San Pedro	El Charco	Nariño	4
San Pedro del Vino	Salahonda	Nariño	4
San Pio	Guapi	Cauca	4
San Rafael	El Charco	Nariño	4
San Roque	Puerto Guzmán	Putumayo	3
San Vicente	Guapi	Cauca	4
Sandamia	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Sande	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Sanquianguita	Bocas de Satinga	Nariño	4
Sansón	Guapi	Cauca	4
Santa Ana	Bocas de Satinga	Nariño	4
Santa Bárbara	La Primavera	Vichada	1
Santa Catalina	El Charco	Nariño	4
Santa Cecilia	La Primavera	Vichada	1
Santa Cecilia- Medio Baudó	Medio Baudó	Chocó	5
Santa Cecilia-Sierpe	Medio Baudó	Chocó	5
Santa Clara	Guapi	Cauca	4
Santa Cruz	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Santa Cruz de Golondro	López de Micay	Cauca	4
Santa Cruz de Siguin	López de Micay	Cauca	4
Santa Fe del Caguán	Cartagena del Chairá	Caquetá	3
Santa Genoveva de Docordó	Litoral de San Juan	Chocó	5
Santa Gertrudis	Guapi	Cauca	4
Santa Lucía Querari	Mitú	Vaupés	2

m.../...

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Santa María	El Charco	Nariño	4
Santa María	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Santa María del Darién	Unguía	Chocó	6
Santa María Querari	Mitú	Vaupés	2
Santa María Rosario	Tumaco	Nariño	4
Santa Rita	Cumaribo	Vichada	1
Santa Rita - Naquen	Inírida	Guainía	1
Santa Rosa	San Vicente Del Caguán	Caquetá	3
Santa Rosa de Saija	Timbiquí	Cauca	4
Santa Rosa No 1	El Charco	Nariño	4
Santa Rosa No 2	El Charco	Nariño	4
Santa Rosalía	Santa Rosalía	Vichada	1
Santa Teresita	Juradó	Chocó	5
Santana Ramos	Puerto Rico	Caquetá	3
Santander Soledad	Bocas de Satinga	Nariño	4
Santeodoro (La pascua)	La Primavera	Vichada	1
Santo Domingo	Cartagena Del Chairá	Caquetá	3
Santo Domingo El Progreso No.3	Tumaco	Nariño	4
Sapuara	Barrancominas	Guainía	1
Sapzurro	Acadí	Chocó	6
Sardinata	Mapiripán	Meta	1
Sarrapia	Cumaribo	Vichada	1
Sebastián de Belalcazar	Tumaco	Nariño	4
Secadero	El Charco	Nariño	4
Secadero Sequihonda	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Secadero Sequihonda	El Charco	Nariño	4
Segumbita Frontera	Tumaco	Nariño	4
Sejal (Mahimachi)	Puerto Colombia	Guainía	1
Sejal- Río Guainía	Inírida	Guainía	1
Sejalito Río Inírida	Inírida	Guainía	1
Sensella	Puerto Leguizamo	Putumayo	3
Sepulcro	Bajo Baudó	Chocó	5
Sequiondita	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Silva	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Simón Bolívar	Orito	Putumayo	3
Sipí	Sipí	Chocó	5
Sivira	Medio Baudó	Chocó	5
Siviru	Bajo Baudó	Chocó	5
Solano	Solano	Caquetá	3
Soledad	Bocas de Satinga	Nariño	4

mhu/BA

PRO

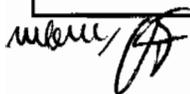
Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Soledad Curay - La Honda	Tumaco	Nariño	4
Soledad de Tajuato	Condoto	Chocó	5
Soledad Pueblito	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Sta. Cruz De Chugandi	Acandí	Chocó	6
Tabaquén	Inírida	Guainía	1
Tablón Dulce La Pampa	Tumaco	Nariño	4
Tadia	Murindó	Antioquía	5
Tagachi	Quibdó	Chocó	5
Tajjita	El Charco	Nariño	4
Tallambi	Cumbal	Nariño	4
Tamaje	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Tambillo	Tumaco	Nariño	4
Tambo	Quibdó	Chocó	5
Tanando	Sipí	Chocó	5
Tangol	Medio Atrato	Chocó	5
Tangare de Las Flores	Bocas de Satinga	Nariño	4
Tangareal	Bocas de Satinga	Nariño	4
Taparal	Sipí	Chocó	5
Taparal (Corregimiento)	Litoral de San Juan	Chocó	5
Taparalito	Litoral de San Juan	Chocó	5
Tapurucuara	Mitú	Vaupés	2
Taraira	Taraira	Vaupés	2
Tarena	Unguía	Chocó	6
Tasquita	Mosquera	Nariño	4
Tauchigado	Medio Atrato	Chocó	5
Teatino	Sipí	Chocó	5
Teheran	Tumaco	Nariño	4
Teraimbe	Barbacoas	Nariño	4
Terenguara	Barbacoas	Nariño	4
Teresita	Mitú	Vaupés	2
Termales	Nuquí	Chocó	5
Terrón - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Teteye	Puerto Asís	Putumayo	3
Tienda Nueva (Pto Concordia-Meta)	Pto Concordia	Meta	1
Tierra Firme	Iscuandé - Santabárbara	Nariño	4
Tiesteria	Tumaco	Nariño	4
Tigre	Buenaventura	Valle del Cauca	4
Timbiquí	Timbiquí	Cauca	4
Tío Cilirio	Litoral de San Juan	Chocó	5

mano

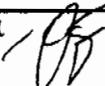
Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Tiquie	Mitú	Vaupés	2
Tiquie Trinidad	Mitú	Vaupés	2
Titumate	Unguía	Chocó	6
Togoroma Playa	Litoral de San Juan	Chocó	5
Tolita 1	Bocas de Satinga	Nariño	4
Tolita 2	Bocas de Satinga	Nariño	4
Tomachipán	San José del Guaviare	Guaviare	1
Tonina	Inírida	Guainía	1
Tortola C. I.	Bocas de Satinga	Nariño	4
Tortugo	Mosquera	Nariño	4
Tortugo Miguel	Magui Payán	Nariño	4
Travesía	Bocas de Satinga	Nariño	4
Trejos	Mosquera	Nariño	4
Tres Esquinas	San Vicente del Caguán	Caquetá	3
Tres matas	Cumaribo	Vichada	1
Tribuga	Nuquí	Chocó	5
Tribuna	El Charco	Nariño	4
Triviño	El Charco	Nariño	4
Trujillo	Tumaco	Nariño	4
Tumaquito El Mero	El Charco	Nariño	4
Turbay	El Charco	Nariño	4
Turmarado	Unguía	Chocó	6
Turriquitado	Carmen del Darién	Chocó	6
Unguía	Unguía	Chocó	6
Unión Chocó	Istmina	Chocó	5
Unión Misara	Medio Baudó	Chocó	5
Unión Pitalito - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Unión Valsalito	Litoral de San Juan	Chocó	5
Unión Waimia (Vereda)	Litoral de San Juan	Chocó	5
Uribe Uribe	El Charco	Nariño	4
Valentín	López de Micay	Cauca	4
Valerio - Bajo Baudó	Bajo Baudó	Chocó	5
Vanguela 1	El Charco	Nariño	4
Vaquería	Tumaco	Nariño	4
Vegaez	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Venado	Litoral de San Juan	Chocó	5
Venado Isana	Pana Pana	Guainía	1
Venado- Río Inírida	Inírida	Guainía	1
Veneral	Buenaventura	Valle del Cauca	4




Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Veracruz	Bellavista	Chocó	5
Vereda El Sajal	Bocas de Satinga	Nariño	4
Vereda Brisas de Guejar	Puerto Lleras	Meta	1
Vereda Bututo	Puerto Guzmán	Putumayo	3
Vereda del Carmen	Carurú	Vaupés	2
Vereda El Líbano	Orito	Putumayo	3
Vereda El Porvenir 2	Mosquera	Nariño	4
Vereda El Sajo	Bocas de Satinga	Nariño	4
Vereda Iguana Corregimiento Zaragoza	López de Micay	Cauca	4
Versalles	Paujil	Caquetá	3
Vibora (Paraiso)	Bocas de Satinga	Nariño	4
Victoria	Magui Payán	Nariño	4
Viento Libre	Guapi	Cauca	4
Vigía del Fuerte	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Villa Colombia	Bajo Baudó	Chocó	5
Villa Esperanza-Ind	Medio Baudó	Chocó	5
Villa Luz	Bajo Baudó	Chocó	5
Villa María	Bajo Baudó	Chocó	5
Villa Nueva	Bajo Baudó	Chocó	5
Villa Nueva de Montaña	Carmen del Darién	Chocó	6
Villa Playa	El Charco	Nariño	4
Villa Rufina	Río Sucio	Chocó	6
Villa Victoria	Puerto Asís	Putumayo	3
Villafatima	Mitú	Vaupés	2
Virabazu	Mitú	Vaupés	2
Virudo	Bajo Baudó	Chocó	5
Viscaina Playa	El Charco	Nariño	4
Vista Hermosa	Carurú	Vaupés	2
Vuelta Candelilla	Tumaco	Nariño	4
Vuelta Cortada	Vigía del Fuerte	Antioquía	6
Vuelta de Las Palmas	Tumaco	Nariño	4
Vuelta del Gallo	Salahonda	Nariño	4
Vuelta Larga	El Charco	Nariño	4
Vuelta mala	La Primavera	Vichada	1
Vueltas de Cajapi (Rio Mira)	Tumaco	Nariño	4
Wacuraba	Mitú	Vaupés	2
Wainambi	Mitú	Vaupés	2
Werima - inspección	Cumaribo	Vichada	1
Winando	Quibdó	Chocó	5
Yacayaca	Mitú	Vaupés	2
Yacula	Barbacoas	Nariño	4
Yaguara	San Vicente del Caguán	Caquetá	3

Ménu 

PD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas"

LOCALIDAD MENOR	CABECERA MUNICIPAL	DEPARTAMENTO	REGIÓN
Yalare	Barbacoas	Nariño	4
Yalte Río Patía	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Yanovi (Río Chagui)	Tumaco	Nariño	4
Yantín	Guapi	Cauca	4
Yanzal	El Charco	Nariño	4
Yapu	Mitú	Vaupés	2
Yari	Salahonda	Nariño	4
Yarumal	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Yarumal-Guaitado	Lloro	Chocó	5
Yavarate	Yavarate	Vaupés	2
Yuri	Inirida	Guainía	1
Yurupari	Mitú	Vaupés	2
Zamuro - Río Guainía	Inirida	Guainía	1
Zancudo - Río Inirida	Inirida	Guainía	1
Zapotal	Roberto Payán "San José"	Nariño	4
Zaragoza	López de Micay	Cauca	4
Zepangue	Bocas de Satinga	Nariño	4
Zepangue - Alto	Bocas de Satinga	Nariño	4
Zepangue La Loma - Alto	Bocas de Satinga	Nariño	4
Zepangue Medio	Bocas de Satinga	Nariño	4

Fuente: CREG, IPSE, 2013

Firmas del proyecto

ORLANDO CABRALES SEGOVIA

Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas
y Energía
Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo

mb

PD